

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**Controlo da Potência Activa injectada na rede  
por um Sistema de Microgeração do tipo Eólico**

**António Pinto Neves Aires de Matos**

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira  
Co-orientadora: Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende

Julho de 2010



# Resumo

O paradigma de exploração e desenvolvimento do Sistema Eléctrico de Energia tem vindo a ser alterado devido à crescente integração de Produção Dispersa (PD) nas redes. Se, no início, a integração de PD se verificava predominantemente ao nível das redes de distribuição de média tensão, o desenvolvimento tecnológico mais recente permitiu começar a ter dispositivos adequados para geração de energia em pequena escala para ligação sobre redes de baixa tensão, surgindo assim o conceito de microgeração. Apesar das inúmeras vantagens associadas à geração de energia através de sistemas de microgeração, há também um conjunto de efeitos que podem comprometer a operação das redes de distribuição de baixa tensão. Um dos efeitos a ter em consideração relaciona-se com as alterações que podem ser verificadas nos perfis de tensão da rede. Quando se procede à integração de microgeração ao nível das redes de baixa tensão é importante atentar que estas se caracterizam por possuírem canalizações onde a resistência predomina em relação à reactância, ou seja, trata-se de redes de carácter resistivo. Desta forma, os crescentes níveis de injeção de potência proveniente de sistemas de microgeração podem ter impactos significativos nos perfis de tensão destas redes, nomeadamente problemas de tensão elevada, podendo limitar significativamente a potência que o operador de sistema permite instalar numa determinada rede.

Torna-se, então, fundamental desenvolver e aplicar estratégias de controlo que permitam limitar, em certos momentos, a potência que é injectada na rede. Na presente dissertação são apresentadas duas estratégias distintas que permitem controlar a potência activa injectada na rede por um sistema de microgeração do tipo eólico. De forma a emular o seu comportamento dinâmico, utilizou-se um modelo previamente desenvolvido do sistema de microgeração do tipo eólico. Assumindo que o sistema em regime normal funciona no ponto de extracção de potência máxima (MPP), propõem-se duas alternativas distintas de forma a não permitir que toda essa potência seja injectada na rede, de modo a não elevar em demasia os perfis de tensão da rede. É apresentada a base teórica que suporta as duas estratégias de controlo arquitectadas, bem como os resultados obtidos através da simulação

em ambiente *MATLAB/Simulink*, da integração desses controladores em sistemas de microgeração do tipo eólico ligados numa rede de distribuição de baixa tensão.

# Abstract

The paradigm of exploration and development of the Electrical Power System has been changing due to the increase integration of Distributed Generation (DG) in the electric networks. If, at the beginning, the integration of DG was predominantly at the medium voltage (MV) distribution networks, the most recent technological development has enabled a start to the MicroGeneration (MG) concept, i.e. small scale power generation devices suitable for connection to the low voltage (LV) distribution networks. Despite of the numerous advantages associated with power generation through MicroSources (MS), there are also a set of effects that may jeopardize the operation of LV distribution networks. One of the effects that have to be taken under consideration is the change in voltage profiles. When performing integration of MG at the LV networks is crucial to remember that these are resistive nature networks, i.e. are characterized by having power lines where the resistance is stronger than the reactance. Thus, increasing levels of power injection from MG systems can have significant impacts on the voltage profiles of these networks, including excessive rise in tension value, which can limit the amount of power that the DSO can agree to install in a given network.

In order to face these problems, is essential to develop and implement control strategies that allow restricting, in certain moments, the power injected into the grid. This dissertation presents two distinct strategies of monitoring the active power injected into the grid by a small scale wind system. In order to emulate the dynamic behavior of the small scale wind system, is used a previously developed model. Assuming that, in normal conditions, the system works at its maximum power point (MPP), in this dissertation are proposed two different ways to control the grid injected power, in order to keep the voltage profiles in check. It is presented the theoretical basis that support the two control strategies developed, as well as the results obtained through *MATLAB/Simulink* simulation, after the integration of this control drivers in the grid connected small scale wind systems.



# Agradecimentos

Teria sido impossível realizar o presente trabalho sem a ajuda e contributo de um conjunto de pessoas.

Uma primeira palavra é dirigida ao meu orientador, Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira, bem como à minha supervisora, Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende. Os conhecimentos técnico-científicos, conselhos, sugestões, dedicado acompanhamento, paciência e disponibilidade que me deram, ajudaram a levar o trabalho a bom porto. Aos dois dirijo os meus sinceros agradecimentos.

De seguida, gostaria de agradecer aos meus Pais, por todo o apoio, confiança e compreensão que me deram, não só durante os meses em que me encontrei a fazer este trabalho, mas durante toda a minha vida. Também ao meu irmão Manuel por me ter animado nos dias mais sinuosos e estar sempre disponível quando preciso.

Ao resto da minha família, principalmente aqueles que se mostraram interessados no meu trabalho, por toda a amizade e amor que sempre me transmitiram.

Ao meu amigo Nuno Gil, que durante todo o curso e principalmente na elaboração deste trabalho, sempre me deu o seu apoio, ajuda e explicações úteis.

Por fim, mas não em último, a todos os meus amigos desejo agradecer o companheirismo e amizade que me deram. Um agradecimento derradeiro para os meus amigos/colegas de curso que durante estes 5 anos me ajudaram a aprender e a trabalhar, em especial aqueles que nesta recta final elaboraram as suas dissertações, tal como eu, na J101.

Muito obrigado.









# Índice

Resumo .....	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos .....	v
Índice.....	ix
Lista de Figuras .....	xiv
Lista de Tabelas .....	xix
Abreviaturas e Símbolos .....	xxi
Capítulo 1 .....	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento da Dissertação .....	1
1.2 - Objectivos da Dissertação.....	2
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	4
Capítulo 2 .....	7
Sistemas de microgeração do tipo eólico.....	7
2.1 - Introdução.....	7
2.1.1 - O conceito de Produção Dispersa.....	10
2.2 - O conceito de produtor/consumidor .....	12
2.2.1 - A alteração de paradigma nos sistemas eléctricos de energia .....	13
2.3 - Situação Nacional.....	13
2.4 - Tecnologias de Microgeração .....	17
2.4.1 - Células de Combustível.....	17
2.4.2 - Microturbinas.....	18
2.4.3 - Painéis Fotovoltaicos .....	19
2.4.4 - Micro Geradores Eólicos.....	21
2.5 - Controlo de Tensão em Redes com Produção Dispersa .....	24
2.5.1 - Caracterização dos sistemas de Controlo Hierárquico e de Controlo Local.....	27
2.5.1.a - Controlo Hierárquico.....	27
Micro-Rede.....	27
Multi-Micro-Rede .....	29
2.5.1.a.1. Projecto InovGrid.....	29
2.5.1.b - Controlo Local .....	31
2.6 - Conclusões .....	31

<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>33</b>
Conceitos e Modelos de Sistemas de microgeração do tipo eólico e redes de distribuição em BT.....	33
3.1 - Introdução .....	33
3.2 - Caracterização e Modelos .....	34
3.2.1 - Sistema de microgeração do tipo eólico .....	34
3.2.1.a - Turbina eólica.....	35
3.2.1.b - Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes .....	36
3.2.1.c - Conversor do lado da máquina.....	37
3.2.1.d - DC-link e Conversor do lado da rede .....	37
3.2.2 - Rede de Baixa Tensão .....	40
3.2.3 - Canalizações .....	40
3.2.4 - Cargas .....	41
3.2.5 - Rede a montante .....	41
3.2.6 - Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa .....	41
3.3 - Implementação dos modelos em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	42
3.3.1 - Sistema de microgeração do tipo eólico .....	43
3.3.1.a - <i>Signal Builder</i> .....	43
3.3.1.b - <i>PMSM + machine side converter</i> .....	44
3.3.1.c - <i>Inverter</i> .....	45
3.3.2 - Rede de Baixa Tensão .....	47
3.3.3 - Canalizações .....	48
3.3.4 - Cargas .....	49
3.3.5 - Rede a Montante .....	50
3.3.6 - Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa .....	50
3.4 - Conclusões .....	51
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>53</b>
Funcionalidades de Controlo de Potência Activa em Sistemas de microgeração do tipo eólico.....	53
4.1 - Introdução .....	53
4.2 - Controlo de Potência Activa .....	55
4.2.1 - <i>Maximum Power Point Tracking</i> .....	55
4.2.2 - Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes.....	56
4.2.3 - Controlo por armazenamento de potência excedente em Baterias .....	60
4.2.3.a - Fase de Carga .....	61
4.2.3.b - Fase de Descarga .....	62
4.3 - Implementação das funcionalidades de controlo em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> ....	63
4.3.1 - <i>Maximum Power Point Tracking</i> .....	63
4.3.2 - Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes .....	65
4.3.3 - Controlo por armazenamento de potência excedente em Baterias .....	67
4.3.3.a - Fase de Carga .....	69
4.3.3.b - Fase de Descarga .....	70
4.4 - Conclusões .....	72
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>73</b>
Resultados.....	73
5.1 - Introdução .....	73
5.2 - Rede de distribuição de Baixa Tensão .....	73
5.3 - Tecnologias de microgeração.....	75
5.3.1 - Sistema de microgeração do tipo eólico .....	75
5.3.2 - Sistemas de microgeração solares fotovoltaicos.....	78
5.4 - Controlo de potência activa injectada na rede por um Sistema de microgeração do tipo eólico.....	79

5.4.1 - Impacto dos sistemas de microgeração nos perfis de tensão da rede de distribuição em BT .....	79
5.4.2 - Controlo dos impactos dos sistemas de microgeração nos perfis de tensão da rede de distribuição em BT .....	84
5.4.2.a - Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes.....	84
5.4.2.b - Controlo por armazenamento de potência excedente em Baterias .....	91
5.5 - Conclusões .....	98
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>99</b>
Conclusão .....	99
6.1 - Principais Contribuições .....	99
6.2 - Desenvolvimentos futuros .....	101
<b>Referências .....</b>	<b>103</b>
Anexo A .....	105





# Lista de Figuras

Figura 2.1- Estrutura Clássica do Sistema Eléctrico de Energia .....	8
Figura 2.2- Estrutura do Sistema Eléctrico de Energia com Produção Distribuída .....	11
Figura 2.3- Diagrama simplificado de uma célula de combustível [2].....	18
Figura 2.4- Microturbina <i>single-shaft</i> [2].....	19
Figura 2.5- Estrutura e funções de uma célula fotovoltaica .....	20
Figura 2.6- Diagrama de escolha de tipo de turbina .....	23
Figura 2.7- Tipologia de um sistema de microgeração do tipo eólico usando uma PMSG ( <i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> ), com legenda .....	24
Figura 2.8- Exemplo de um trânsito de potências .....	25
Figura 2.9- Arquitectura de uma Micro-Rede .....	28
Figura 3.1- Tipologia de um sistema de microgeração do tipo eólico usando uma PMSG.....	34
Figura 3.2- Diagrama de controlo do Conversor do lado da máquina .....	37
Figura 3.3- Potências no <i>DC-link</i> .....	38
Figura 3.4- Modelo dinâmico do <i>DC-link</i> .....	38
Figura 3.5- Diagrama do controlo do conversor do lado da rede.....	39
Figura 3.6- Diagrama de blocos das malhas do controlador PI.....	42
Figura 3.7- Sistema de microgeração do tipo eólico em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	43
Figura 3.8- <i>Signal Builder</i> .....	44
Figura 3.9- Interface da PMSM.....	44
Figura 3.10- Conteúdo do bloco <i>Inverter</i> .....	46
Figura 3.11- Lei dos nós no <i>DC-link</i> .....	46
Figura 3.12- Conteúdo do bloco <i>Control</i> .....	47



Figura 3.13- Rede de BT em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	48
Figura 3.14 a) Bloco representativo de uma linha; b) Impedâncias de fase e impedância de neutro da linha em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	49
Figura 3.15- Modelo das cargas monofásicas e trifásicas em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	49
Figura 3.16- Modelo da rede de serviço público em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	50
Figura 3.17- Bloco do sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	50
Figura 3.18- Modelização do controlo de tensão .....	51
Figura 4.1- Curvas potência/velocidade angular em função da velocidade do vento .....	55
Figura 4.2- Curvas de potência/velocidade angular em função da velocidade de vento e curva MPPT .....	56
Figura 4.3- Curva de potência com limitação.....	57
Figura 4.4- Curva de potência com pontos de funcionamento possíveis.....	58
Figura 4.5- Curva de potência com ponto de funcionamento admitido .....	58
Figura 4.6- Estratégia de cálculo de $\omega$ do controlador .....	59
Figura 4.7- Sistema de microgeração do tipo eólico com inserção de baterias .....	60
Figura 4.8- Trânsito de potências no <i>DC-link</i> , na fase de carga, do sistema de microgeração do tipo eólico com baterias.....	61
Figura 4.9- Estratégia de cálculo da Potência de carga das baterias.....	61
Figura 4.10- Trânsito de potências no <i>DC-link</i> , na fase de descarga, do sistema de microgeração do tipo eólico com baterias.....	62
Figura 4.11- Estratégia para injeção da potência das baterias.....	62
Figura 4.12- Bloco <i>Contoller MPPT</i> .....	64
Figura 4.13- Interior do bloco <i>Controller MPPT</i> .....	64
Figura 4.14- Influência das saídas do <i>Controller MPPT</i> no controlo da PMSG .....	65
Figura 4.15- Bloco <i>Controller speed</i> .....	65
Figura 4.16- Interior do bloco <i>Controller speed</i> .....	66
Figura 4.17- Detalhe do controlador por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes .....	66
Figura 4.18-Influência das saídas do bloco <i>Controller speed</i> no controlo da PMSG.....	67
Figura 4.19- Bloco <i>Controller Battery</i> .....	68
Figura 4.20- Interior do bloco <i>Controller Battery</i> .....	68
Figura 4.21- Influência das saídas do bloco <i>Controller Battery</i> no controlo da PMSG .....	69

Figura 4.22- Detalhe de implementação da fase de Carga do <i>Controller Battery</i> .....	69
Figura 4.23- lei dos nós no <i>DC-link</i> com baterias em paralelo.....	70
Figura 4.24- Influência da inserção de baterias ao nível do <i>DC-link</i> .....	70
Figura 4.25- Detalhe de implementação da fase de Descarga do <i>Controller Battery</i> .....	70
Figura 4.26-Influência da descarga das baterias ao nível do sistema de microgeração do tipo eólico .....	71
Figura 5.1- Representação unifilar da rede de distribuição de BT utilizada para o estudo ....	74
Figura 5.2- Rede de distribuição de BT utilizada para o estudo, em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	74
Figura 5.3- Sistema de microgeração do tipo eólico em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	75
Figura 5.4- Regime de vento assumido para o estudo.....	76
Figura 5.5- Curvas potência/velocidade angular em função da velocidade de vento para a microturbina eólica .....	77
Figura 5.6- Sistema de microgeração solar fotovoltaico em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> .....	78
Figura 5.7- Potência gerada assumida para os sistemas solares FV.....	78
Figura 5.8- Barramento de estudo da rede de BT.....	80
Figura 5.9- Potência máxima e potência entregue à rede pelo micro gerador eólico A (sem limitação).....	81
Figura 5.10- Potência máxima e potência entregue à rede pelo micro gerador eólico C (sem limitação).....	81
Figura 5.11- Velocidade de rotação óptima e velocidade de rotação da máquina do micro gerador eólico A.....	82
Figura 5.12- Velocidade de rotação óptima e velocidade de rotação da máquina do micro gerador eólico C.....	82
Figura 5.13- Potência entregue à rede pelo sistema solar FV, sem limitação .....	83
Figura 5.14- Tensões em p.u. por fase, sem limitação .....	84
Figura 5.15- Potências fase A, controlador por actuação na velocidade de rotação .....	85
Figura 5.16- Potências fase C, controlador por actuação na velocidade de rotação .....	86
Figura 5.17- Potência fase B, controlada.....	87
Figura 5.18- Velocidade de rotação, micro gerador eólico A .....	87
Figura 5.19- Velocidade de rotação, micro gerador eólico C .....	88
Figura 5.20- Tensão em p.u. na fase A, sem e com controlo .....	89
Figura 5.21- Tensão em p.u. na fase B, sem e com controlo .....	89

Figura 5.22- Tensão em p.u. na fase C, sem e com controlo .....	90
Figura 5.23- Tensões em p.u. por fase, depois da actuação do controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da PMSG .....	90
Figura 5.24- Potências fase A, controlador por inserção de baterias .....	91
Figura 5.25- Potências fase C, controlador por inserção de baterias .....	92
Figura 5.26- Potência fase B, controlada.....	92
Figura 5.27- Potência de carga e descarga das baterias associadas ao micro gerador eólico A.....	93
Figura 5.28- Potência de carga e descarga das baterias associadas ao micro gerador C .....	93
Figura 5.29- Energia nas baterias associadas ao micro gerador eólico A .....	94
Figura 5.30- Energia nas baterias associadas ao micro gerador eólico C .....	95
Figura 5.31- Tensão em p.u. na fase A, sem e com controlo .....	96
Figura 5.32- Tensão em p.u. na fase B, sem e com controlo .....	96
Figura 5.33- Tensão em p.u. na fase C, sem e com controlo .....	97
Figura 5.34- Tensões em p.u. por fase, depois do controlo por inserção de Baterias.....	98
Figura A.1- Interior do bloco <i>PMSM + machine side converter</i> em ambiente <i>MATLAB/Simulink</i> (rodada de 90°, sentido contrário ao dos ponteiros de relógio) .....	106
Figura A.2- Representação unifilar da rede de distribuição em BT utilizada para o estudo ..	107



## Lista de Tabelas

Tabela 1- Potências ótimas em função da velocidade de vento .....	77
Tabela 2- Potência Activa (W) em função da velocidade de vento (m/s) e da velocidade de rotação (rpm) .....	105
Tabela 3- Parâmetros característicos da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes .....	107
Tabela 4- Parâmetros característicos das linhas (tipologia RL paralelo) .....	108
Tabela 5- Valores das cargas (tipologia RL série) .....	108



# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
DL	Decreto Lei
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
DTC	<i>Distribution Transformer Controller</i>
EDP	Energias de Portugal
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MGCC	<i>MicroGrid Central Controller</i>
MT	Média Tensão
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
PD	Produção Dispersa
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PMSM	<i>Permanent Magnet Synchronous Machine</i>
PT	Posto de Transformação
rad	Radianos
rpm	rotações por minute
UE	União Europeia
VSI	Voltage Source Inverter

## Lista de símbolos

$\rho$	Densidade do ar
$\omega$	Velocidade angular







# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 - Enquadramento da Dissertação

O Sistema Eléctrico de Energia (SEE) desenvolveu-se ao longo das últimas décadas numa lógica de produção centralizada de energia. Esta produção centralizada era baseada em grandes centros produtores (centrais térmicas, centrais hídricas e/ou centrais nucleares), sendo a energia produzida transmitida através de longos percursos de redes de transporte e distribuição até chegar ao consumidor final. Como consequência, o sector eléctrico ficou profundamente dependente dos combustíveis fósseis e nucleares. Porém, a instabilidade política e económica dos países fornecedores destes combustíveis, aliadas a uma crescente sensibilização para as alterações climáticas, impactos na saúde e desejo crescente de independência energética, têm levado a uma rutura com o paradigma “clássico” do SEE [1]. Desta forma, começa-se a assistir a uma alteração do paradigma no SEE, particularmente ao nível da produção de energia de forma alternativa através de soluções mais limpas e eficientes. Através de incentivos e metas ambiciosas estabelecidas pelos vários governos a nível global e, no caso europeu, objectivos conjuntos estabelecidos pela União Europeia, a tecnologia associada à produção descentralizada tem vindo a conhecer um forte desenvolvimento.

O crescimento de Produção Dispersa (PD) e das tecnologias associadas à produção de energia através de recursos renováveis é fundamental para alcançar as metas ambiciosas traçadas. Nos últimos anos, têm sido ligadas grande número de unidades de PD sobre as redes de distribuição de média tensão (MT). Com o desenvolvimento tecnológico nesta área, foi possível criar pequenas unidades de produção de energia eléctrica, que podem ser conectadas directamente às redes de distribuição de baixa tensão (BT) [2]. Emerge desta forma o conceito de microgeração, isto é, a produção de energia eléctrica através de instalações de pequena escala, usando fontes renováveis (por exemplo, mini e micro-hídricas, painéis solares fotovoltaicos, ou micro geradores eólicos), ou processos de conversão de combustíveis fósseis

de alta eficiência (por exemplo, micro-co-geração, microturbinas ou células de combustível). As grandes vantagens da inserção de PD nas redes de distribuição para o operador de sistema e para o consumidor final são [2]:

- Adiamento de investimentos ao nível do reforço das redes de transporte;
- Redução de perdas na rede de distribuição e transporte;
- Como a PD tem por característica um baixo nível de emissões de gases poluentes, que combinada com uma redução de perdas nas redes eléctricas, contribui para uma diminuição da emissão de gases de efeito de estufa;
- Redução da dependência energética externa, principalmente no que respeita à importação de combustíveis fósseis;
- Possibilidade de venda de energia por parte do consumidor, resultando em ganhos económicos directos;

Com todos os incentivos e benefícios da integração de unidades de microgeração e PD nas redes de distribuição, tem-se assistido a um crescimento no número de instalações deste tipo. Contudo, os crescentes níveis de integração destas unidades têm acarretado alguns impactos técnicos negativos para as redes [3]. Na generalidade dos casos, as unidades de produção descentralizada têm sido integradas segundo uma filosofia de *“fit and forget”*, isto é, uma integração puramente passiva da PD nas redes eléctricas. Optando por uma integração deste tipo a PD não tem capacidade de fornecer à rede eléctrica outros serviços de sistema para além da produção não controlada de energia eléctrica, o que poderá limitar consideravelmente a quantidade de PD que pode ser ligada às redes, uma vez que o operador de sistema não tem controlo sobre ela. Adicionalmente, e para se atingirem as metas de interligação de PD, que continuamente têm sido propostas, a actual filosofia de operação do sistema conduz à necessidade de proceder a reforços massivos da rede. No entanto a concretização desses reforços encontra sérias barreiras, quer do ponto de vista económico, quer do ponto de vista ambiental. Assim sendo, a alternativa que se afigura como viável passa por dotar, as redes existentes, de sofisticados meios de gestão e controlo. Esses meios de controlo têm por objectivos uma gestão integrada de todos os recursos disponíveis, nomeadamente, cargas e sistemas de geração, de forma a permitir explorar do melhor modo possível a infra-estrutura existente.

## 1.2 - Objectivos da Dissertação

A evolução tecnológica dos dispositivos destinados à produção de energia eléctrica em pequena escala tem contribuído para o surgimento de unidades de produção que podem ser ligadas directamente às redes de distribuição em BT. Exemplos típicos de unidades de microgeração são: células de combustível, microturbinas, sistemas solares fotovoltaicos ou

micro geradores eólicos. A crescente inserção de unidades de microgeração pode originar um conjunto de impactos, que é necessário acautelar, principalmente no que se refere ao comportamento dos perfis de tensão nos barramentos da rede de BT. De forma a responder aos impactos negativos que a microgeração pode ter ao nível dos perfis de tensão, poderá ser necessário limitar a potência instalada [3] sobre estas redes, ou limitar a potência que estas unidades injectam na rede. Dessa forma, o presente trabalho surge com o intuito de fornecer uma possibilidade de controlo da potência activa injectada na rede, neste caso particular, por um sistema de microgeração do tipo eólico.

Partindo do pressuposto que o sistema de microgeração do tipo eólico se encontra numa rede com algum grau de inteligência, independentemente de essa inteligência se basear numa estratégia de controlo coordenada ou uma estratégia de controlo local, e recebe *set-points* de potência activa máxima que pode injectar, é fundamental desenvolver as funcionalidades de controlo e soluções que permitam proceder a uma limitação da potência injectada. No entanto, é importante referir que essa abordagem requer o desenvolvimento de sofisticados sistemas de controlo e comunicação que dificilmente estarão disponíveis num curto espaço de tempo. Assim, justificam-se medidas pontuais que dêem cobertura a determinadas situações no domínio da operação das redes de distribuição que actualmente carecem de resposta.

Assim, os objectivos primordiais da dissertação são:

- **Compreender as particularidades dos modelos associados aos sistemas de microgeração do tipo eólico e do sistema de controlo a arquitectar:** atentando nas peculiaridades dos sistemas de microgeração do tipo eólico e dos componentes que englobam, ponderar o melhor modo de desenvolver um sistema de controlo eficiente;
- **Desenvolver um algoritmo de controlo da potência activa injectada na rede por um sistema de microgeração do tipo eólico:** considerando vários regimes de velocidade de vento e várias restrições por parte da rede de distribuição de BT, desenvolver funcionalidades de controlo que possibilitem acomodar localmente o excesso de potência produzida de modo a injectar na rede de BT apenas a potência correspondente a um determinado *set-point* recebido;
- **Avaliar o comportamento dos perfis de tensão em diversos cenários de integração de unidades de microgeração nas redes de BT:** através do estudo de cenários diferenciados pelo facto dos sistemas de microgeração estarem dotados,

ou não, de sistemas de controlo, compreender de que modo os perfis de tensão se alteram, podem ser controlados e mantidos dentro de limites aceitáveis.

### 1.3 - Estrutura da Dissertação

A apresentação do trabalho desenvolvido distribui-se por seis capítulos e um anexo.

Este primeiro capítulo apresenta as questões fundamentais que o trabalho se propõe tratar, contextualizando-as previamente.

No capítulo número dois, apresenta-se sucintamente a alteração de paradigma ao nível do SEE, focando o conceito de Produção Dispersa. É também introduzido o conceito de microgeração, descrevendo alguns dos tipos de tecnologias associadas à produção de energia eléctrica em pequena escala. Devido aos impactos que a inserção de grandes quantidades de PD tem nas redes de distribuição, atenta-se de seguida nas soluções para o controlo de tensão em redes com PD. De modo a explorar de forma coerente esta problemática do controlo de tensão, são abordados os conceitos de controlo hierárquico e de controlo local.

No terceiro capítulo, são expostos os conceitos e modelos associados aos sistemas de microgeração do tipo eólico e às redes de distribuição em BT. Numa parte preliminar do capítulo, são expostos os conceitos e modelos matemáticos dos vários componentes. Numa fase posterior são apresentados os pormenores de implementação em ambiente *MATLAB/Simulink*.

No capítulo quatro, apresentam-se as funcionalidades de controlo de potência activa para os sistemas de microgeração do tipo eólico, que são propostas. À semelhança da estrutura do capítulo três, faz-se numa primeira fase uma exposição dos conceitos teóricos que suportam os métodos de controlo arquitectados, para na fase seguinte se detalhar o modo como se realizou a implementação das funcionalidades de controlo em ambiente *MATLAB/Simulink*.

No quinto capítulo, são apresentados e discutidos os resultados da simulação computacional dos sistemas de controlo propostos de modo a ilustrar a aplicabilidade de desempenho dos mesmos.

O capítulo seis conclui a dissertação, apresentando as suas maiores contribuições, conclusões gerais e sugestões de trabalhos a desenvolver.

No anexo A são apresentadas as tabelas das curvas de potência/velocidade de rotação e os parâmetros da máquina síncrona de ímanes permanentes utilizada, bem como as características das linhas e cargas da rede de distribuição em baixa tensão.





## Capítulo 2

# Sistemas de microgeração do tipo eólico

### 2.1 - Introdução

No passado recente, temos assistido a uma alteração do paradigma de exploração e desenvolvimento dos Sistemas Eléctricos de Energia. Segundo [2] até essa alteração os Sistemas Eléctricos de Energia podiam ser definidos como estruturas hierárquicas em que a energia fluía sempre de um nível superior para um nível inferior, tal como se encontra ilustrado na figura 2.1. A energia eléctrica era gerada em grandes centros de produção, que alimentavam um sistema de transporte que iria levar essa mesma energia até às subestações próximas dos centros de consumo. Linhas de alta tensão distribuíam a energia eléctrica até aos centros de consumo, onde as subestações de alta tensão estavam localizadas. Nas subestações de alta tensão, a tensão era reduzida para níveis de média tensão - tensão de distribuição - sendo posteriormente distribuída para as áreas rurais e urbanas através das linhas média tensão. Por fim, nos postos de transformação, a tensão era novamente reduzida, para níveis correspondentes à baixa tensão, sendo distribuída para os pequenos consumidores.

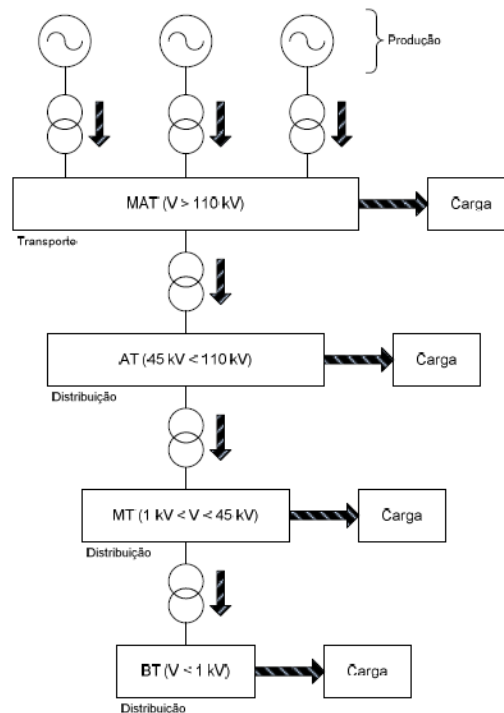


Figura 2.1- Estrutura Clássica do Sistema Eléctrico de Energia

De seguida são apresentadas algumas das principais vantagens do paradigma “clássico” dos Sistemas Eléctricos de Energia [4]:

- **Eficiência das grandes centrais eléctricas:** a eficiência do processo de conversão de uma energia primária em energia eléctrica tende a ser maior nos grandes centros de produção. Acontece que a maior parte destes grandes centros de produção de energia eléctrica caracteriza-se, hoje em dia, por terem mais de 20 anos e níveis de eficiência entre os 28% e os 35%. Contrariamente, as mais recentes unidades de produção em pequena escala caracterizam-se por níveis de eficiência bastante superiores, entre os 40% e os 50%. Contudo, esta comparação não é adequada, uma vez que existem diferenças significativas do nível tecnológico entre ambos os casos [5]. Se a comparação entre a produção em grande escala e em pequena escala fosse feita, considerando o mesmo nível tecnológico, a vantagem recairia nas grandes unidades de produção;
- **Operação e gestão do sistema eléctrico:** o sistema de transmissão permite o transporte de grandes quantidades de energia a distâncias consideráveis com níveis de perdas reduzidos. A interligação de sistemas faz com que os níveis das reservas de energia sejam optimizados, contribuindo, assim, para custos de produção mais baixos.

Além disso, centrais de grandes dimensões e redes interligadas tendem a aumentar a estabilidade do sistema e reduzir a necessidade de reservas [6];

- **Simplicidade de operação ao nível da distribuição:** sendo o fluxo de potências unidireccional, o modelo de planeamento e operação das redes de distribuição de energia eléctrica torna-se mais simples;

Contudo, e ainda segundo [4], o paradigma “clássico” dos Sistemas Eléctricos de Energia tem algumas desvantagens, que são apresentadas de seguida:

- **Distância entre a produção e os centros de consumo:** as grandes distâncias entre a produção e o consumo caracterizam, de certa forma, o paradigma “clássico” do Sistema Eléctrico de Energia, obrigando à construção de extensas e dispendiosas redes de transmissão. Dessa forma, quanto maior for a distância em que se tem de proceder ao transporte de energia, maior serão as perdas associadas;
- **Impactos ambientais:** os grandes centros de produção originam impactos ambientais significativos, devido ao uso combustíveis fósseis ou nucleares. Ainda assim, a tecnologia dos grandes centros produtores tem vindo a ser substituída por outras com menos impactos ambientais, tais como centrais de cogeração (CHP);
- **Fiabilidade do sistema:** num sistema hierárquico, a existência de problemas de natureza reguladora, ou económica pode criar dificuldades para o desenvolvimento de investimentos em novas instalações de produção, ou na rede de transmissão. O impacto de uma destas situações repercute-se em todo o sistema: qualquer problema que afecte um nível hierárquico superior poderá afectar um grande número de consumidores no nível hierárquico inferior.

O paradigma “clássico” do funcionamento do Sistema Eléctrico de Energia tem vindo a sofrer alterações significativas desde o início da década de 90, devido ao crescente interesse em ligar unidades de produção distribuída à rede de distribuição. Este interesse resulta essencialmente de incentivos provenientes de políticas governamentais ambiciosas em termos de redução das emissões de gases e resíduos poluentes, do aumento da eficiência energética, da redução da dependência energética externa, bem como de programas de promoção da diversificação energética. Este tipo de unidades de produção, às quais é normalmente atribuída a designação de Produção Dispersa (PD), começou inicialmente a surgir ao nível das redes de média/alta tensão, com especial incidência em sistemas de co-geração, mini-hídricas e parques eólicos. Mais recentemente, e em resultado de desenvolvimentos

tecnológicos importantes na área da PD, este tipo de produção começou a surgir também ao nível das redes de baixa tensão, originando dessa forma o conceito de microgeração [2].

A microgeração, isto é, a produção de energia eléctrica e/ou calor através de instalações de pequena escala usando fontes renováveis (micro geradores eólicos, painéis solares fotovoltaicos (FV), mini e micro-hídricas) ou processos de micro-co-geração de elevada eficiência (utilizando micro-turbinas e células de combustível), faz parte de uma revolução no Sistema Eléctrico de Energia e que vai contribuir de forma decisiva para uma maior descentralização dos sistemas eléctricos da maioria dos países europeus [7]. Tal como o aparecimento da PD ao nível das redes de distribuição de média e alta tensão, o aparecimento das tecnologias de microgeração está relacionado com os elevados custos associados aos combustíveis fósseis e à forte dependência que alguns países europeus têm deste recurso. O combate às alterações climáticas e a liberalização dos mercados eléctricos na Europa são outros motivos fundamentais para o desenvolvimento tecnológico visando o uso de energias renováveis [7].

Assim, e apesar do factor económico ser o principal elemento motivador do uso e aposta na microgeração, factores como as preocupações com a segurança e a independência energética, bem como os problemas ambientais, são visados por esta alteração.

A alteração de paradigma no Sistema Eléctrico de Energia é, então, fundamentalmente devida ao aparecimento da PD. Ora, esta alteração muda drasticamente todo o funcionamento do Sistema Eléctrico, sendo mais notório o seu impacto ao nível das redes de distribuição. Desta forma, aspectos técnicos, como os esquemas de protecção, a qualidade da energia fornecida, a estabilidade global do sistema, a operação do sistema, os perfis de tensão, a distorção harmónica, o aumento da potência de curto-circuito, têm de ser repensados e reformulados. Apesar dos inúmeros benefícios da PD, esta pode trazer problemas ao normal e correcto funcionamento do Sistema Eléctrico.

### 2.1.1 - O conceito de Produção Dispersa

Apesar da Produção Dispersa (Produção Descentralizada, Geração Embebida) ser um fenómeno crescente no Sistema Eléctrico de Energia, ainda não há uma definição formal e consensual para este conceito.

Segundo a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* [8]) pode definir-se Produção Dispersa como uma unidade de produção que serve consumidores no mesmo local físico, ou que fornece energia à rede eléctrica de distribuição. A gama de potências em jogo deverá ser entre 10kW e 250kW.

Já o IEEE define produção distribuída como sendo aquela com origem em unidades de produção com uma dimensão de tal modo reduzida que a sua ligação pode ser feita

praticamente em qualquer ponto da rede [6]. Esta definição é, no fundo, extraída de [9], onde se incluem também os dispositivos de armazenamento e enfatiza a pequena dimensão dos elementos electroprodutores (de menos de 1 kW até às dezenas de MW), considerando sempre que a sua localização é próxima das cargas.

Com a inserção de unidades de Produção Dispersa na rede, a tipologia do sistema passa do tipo apresentado na figura 2.1 para o apresentado na figura 2.2. O grande impacto da Produção Dispersa no Sistema Eléctrico “clássico” é o aparecimento de unidades de produção em locais que não haviam sido planeados para aceitar a injeção de potência. Em verdade, as redes de distribuição não foram, inicialmente, concebidas para receber unidades de geração. A inserção destas unidades provoca a maior alteração de todas no Sistema Eléctrico, uma vez que este foi concebido para apenas ter um trânsito unidireccional de energia, passando agora a ser um trânsito bidireccional.

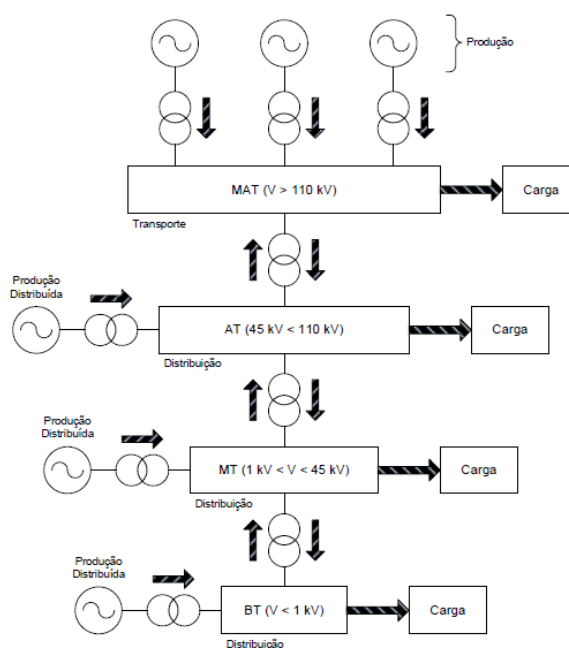


Figura 2.2- Estrutura do Sistema Eléctrico de Energia com Produção Distribuída

No âmbito desta dissertação, o conceito de PD está associado à produção de energia eléctrica nos níveis de tensão mais baixos. Utiliza-se preferencialmente o conceito de microgeração para a produção de energia nas redes de distribuição em BT. De qualquer modo, a potência típica das unidades de microgeração é sempre inferior a algumas dezenas de kW devido às limitações técnicas das redes de BT para receber grandes quantidades de potência.

## 2.2 - O conceito de produtor/consumidor

Segundo [10], a ambiciosa meta associada ao 3º Pacote Energético da Comissão Europeia (Directiva 2009/72/CE), meta “20-20-20”, que corresponde a alcançar, em 2020, uma redução de 20% das emissões totais de CO<sub>2</sub> na União Europeia (UE), relativamente às emissões verificadas em 2005, um aumento de 20% da eficiência na utilização final de energia relativamente a um cenário *business-as-usual* e uma contribuição de 20% das fontes de energia renováveis no abastecimento do consumo total de energia da EU, teremos a microgeração a desempenhar um papel fundamental para o alcance destas metas. Através da microgeração poder-se-á, de um modo sustentável, fiável e acessível a todos, contribuir para a fatia dos 20% produzidos por fontes renováveis.

Segundo [3], a tendência actualmente seguida no âmbito do sector eléctrico reflecte uma política de liberalização, contribuindo para uma efectiva separação das actividades inerentes ao sector (operação da rede, comercialização de energia) e para a liberalização do acesso às redes de distribuição de energia eléctrica, nomeadamente por parte de agentes produtores. A liberalização do mercado eléctrico contribuiu igualmente para a sua expansão, podendo ser acedido por parte dos clientes de energia eléctrica em baixa tensão (tipicamente consumidores domésticos, comércio e serviços), mediante a possibilidade de escolha de um comercializador de energia.

Adicionalmente, as questões ambientais têm vindo a exigir a utilização de novas formas de produção de electricidade, como alternativa à utilização de recursos fósseis. Por outro lado, a necessidade de promover a eficiência energética e aumentar a fiabilidade e a qualidade dos fornecimentos de electricidade está a desencadear uma verdadeira mudança de paradigma nas redes eléctricas e no seu modo de interacção com os consumidores, onde ambos (redes e consumidores) desempenharão um papel significativamente mais activo do que no panorama actual. Por outro lado, é de esperar uma atitude mais participativa dos consumidores na resposta às condições de mercado (capacidade de resposta a preços de mercado), exigindo sistemas de tarifação próximas do tempo real [2].

Com o aparecimento da ideia e das tecnologias de microgeração, os conceitos de produtor e consumidor deixam de ser conceitos fisicamente separados pela interposição de redes de transporte e distribuição e passa a ser possível a sua coexistência num mesmo espaço físico [2]. No âmbito da mudança de paradigma que tem vindo a ser observada no sector eléctrico, atinge-se agora um estado de exploração de um conjunto de recursos energéticos, que se caracterizam por estarem geograficamente dispersos, dando origem a um novo tipo de elementos no Sistema Eléctrico, que em simultâneo desenvolvem a actividade de produção e de consumo de energia eléctrica. Assim sendo, aparece no sistema eléctrico um novo conjunto de consumidores que apresenta agora a opção de poder suprir parte, ou a totalidade, das suas necessidades energéticas, podendo inclusivamente proceder à venda de

excedentes de energia que produz, de onde podem advir benefícios económicos importantes [2]. Este tipo de consumidores está essencialmente localizado nas redes de distribuição de BT, pelo que se afiguram como instalações de pequena escala, mas dado o número de potenciais elementos, podem, em conjunto, constituir um volume considerável de potência e/ou energia que podem injectar na rede.

### 2.2.1 - A alteração de paradigma nos sistemas eléctricos de energia

Apesar de já se ter mencionado que a inserção de PD veio alterar significativamente o Sistema Eléctrico de Energia, a mudança é mais profunda do que simplesmente a injeção de energia em redes de distribuição que não haviam sido planeadas para tal. Segundo [2], nos últimos anos, toda a PD é ligada à rede num modo passivo, isto é, sem fornecer à rede nenhum serviço a não ser a produção não controlada de energia eléctrica. Uma vez que esta produção é descontrolada, o operador de sistema limita consideravelmente a quantidade de PD que pode ser ligada às redes, uma vez que essa PD pode originar problemas na operação e controlo das mesmas. Esta política actual de inserção de PD puramente passiva, designada por *fit and forget*, tem tendência a ser provisória. As redes de distribuição do futuro irão ter mais do que grandes quantidades de PD integrada. Estas redes irão requerer a adopção de conceitos avançados de gestão activa, que controlará cargas, dispositivos de armazenamento e despacho da PD, contribuindo para um aumento da fiabilidade, eficiência e qualidade de serviço de todo o Sistema Eléctrico de Energia.

Através de um paradigma em que existe um sistema de gestão activa na rede de distribuição e que incorporado nele um sistema de comunicações fiável que permita tomar acção sobre os vários elementos dessa rede de distribuição, poderá ser aceite maior quantidade de PD por parte do operador de sistema. Fazendo uso desses controladores e através de uma estratégia coordenada, em que se incluiria acção sobre as tomadas de transformadores na subestação AT/MT, os bancos de condensadores e o trânsito de reactiva entre a rede e as unidades de PD, poder-se-ia exercer uma acção de controlo coordenado sobre a tensão e os trânsitos de energia reactiva ao nível das redes de distribuição, para além de estabelecer condições para a implementação no terreno de outros serviços de apoio à operação do sistema.

## 2.3 - Situação Nacional

O Decreto-Lei nº 29/2006, veio estabelecer as bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De acordo com este documento, a produção de electricidade é classificada em dois regimes: o ordinário e o especial. Segundo o Decreto-Lei mencionado anteriormente, a produção em regime ordinário diz respeito à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes

centros electroprodutores hídricos. O regime especial corresponde à produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e electricidade [11].

No que diz respeito à microgeração como actividade de produção de energia eléctrica na rede de BT com possibilidade de entrega de energia à rede e eléctrica pública, esta foi regulada pelo Decreto-Lei nº 68/2002. No entanto, após mais de cinco anos desde a entrada em vigor do referido decreto, verificou-se que o número de sistemas de microgeração de electricidade licenciados e a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal não atingiu uma expressão significativa [11]. O facto dos incentivos à adesão a estas novas tecnologias serem reduzidos, bem como os problemas de excessiva burocracia que tornavam o processo lento e complicado, levaram a um reduzido interesse ao investimento em tecnologias emergentes.

Dada esta fraca adesão na instalação de sistemas de microgeração, tornou-se importante reformular o processo de licenciamento. O Decreto-Lei nº 363/2007 contribuiu neste sentido, vindo simplificar significativamente o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo, seguido de inspecção de conformidade técnica. Entre as simplificações presentes no Decreto-Lei nº 363/2007 há a salientar [3]:

- A entrega e a análise dos projectos são substituídas pela criação de uma base de dados de elementos-tipo pré-definidos que o produtor deve respeitar, encurtando-se, assim, um procedimento que tipicamente teria a duração de vários meses a um simples acto de registo electrónico;
- É criado o Sistema de Registo da Microgeração (SRM), que constitui uma plataforma electrónica de interacção com os produtores, no qual todo o relacionamento com a Administração, necessário para exercer a actividade de micro produtor, poderá ser realizado;
- É previsto um regime simplificado de facturação e de relacionamento comercial, evitando-se a emissão de facturas e acertos de IVA pelos particulares, que para esse efeito, são substituídos pelos comercializadores.

Além disso, com o Decreto-Lei nº363/2007 são criados dois regimes de remuneração: o regime geral e o bonificado. O regime geral, que é usado para a generalidade das instalações, enquanto o regime bonificado é apenas aplicável a instalações caracterizadas pelo uso das fontes renováveis de energia. O acesso ao regime bonificado é condicionado à existência no local de consumo de colectores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de uma auditoria energética e respectivas medidas, no caso de condomínios. O incentivo associado à venda de electricidade é, assim, utilizado para promover a água quente solar, complementando o Decreto-Lei n.º 80/2006, que estabelece a obrigatoriedade de



instalação destes sistemas nos novos edifícios. Este DL vem dar expressão a duas das medidas contempladas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, que aprova a Estratégia Nacional para a Energia, no que respeita às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética [11].

Ainda de acordo com o DL n.º 68/2002, é previsto que a electricidade produzida em sistemas de microgeração seja essencialmente para consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros, ou à rede pública com o limite de 150 kW de potência no caso de a entrega ser efectuada à rede pública [11]. O DL n.º 363/2007 veio facilitar as instalações de unidades do grupo I, além de ter vindo prever uma série de outros limites para a integração de microgeração na rede. De acordo com o artigo 4.º há que referir:

- 1) Os produtores de electricidade nos termos do Decreto-Lei n.º 363/2007 não podem injectar na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP), no âmbito desta actividade, uma potência superior a 50% da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização, sendo que este número não é aplicável às instalações eléctricas de utilização em nome de condomínios;
- 2) O acesso à actividade de microgeração pode ser restringido mediante comunicação pelo operador da rede de distribuição, nos casos em que a instalação de utilização esteja ligada a um posto de transformação, cujo somatório da potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25% da potência do respectivo posto de transformação;
- 3) A potência máxima para a instalação de produção monofásica em baixa tensão é de 5,75 kW (Regime Geral) sendo que o Decreto-Lei define estas instalações como “Unidades do grupo I”.

No que diz respeito à remuneração e facturação, o Decreto-Lei n.º 363/2007 estabelece dois regimes distintos:

- Regime geral, aplicável a todos os consumidores, que tenham acesso à actividade de microgeração, nos termos do artigo 4º, para o qual a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo;
- Regime bonificado, para unidades de microgeração com potência de ligação até 3,68 kW, que utilizem as fontes de energia previstas no n.º 5 do artigo 11º, aplicável segundo determinadas condições:

- 1) Para cada produtor no regime bonificado é definida uma tarifa única de referência aplicável à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes;
- 2) A tarifa única de referência aplicável é a seguinte:
  - a. Aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional, a tarifa de referência é de € 650/MWh;
  - b. Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a nível nacional, a tarifa única aplicável é sucessivamente reduzida de 5 %;
- 3) Após o período de 5 anos previsto no n.º 1 e durante o período adicional de 10 anos, aplica-se à instalação de microprodução, anualmente, a tarifa única correspondente à que seja aplicável, no dia 1 de Janeiro desse ano, às novas instalações que sejam equivalentes;
- 4) Após o período previsto no número anterior, aplica-se à instalação de microprodução o regime geral previsto no artigo 10º;
- 5) O tarifário de referência previsto no n.º 2 depende do tipo de energia renovável utilizada, mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência:
  - a. Solar — 100 %;
  - b. Eólica — 70 %;
  - c. Hídrica — 30 %;
  - d. Cogeração a biomassa — 30 %;
  - e. Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microgeração renovável — percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;
  - f. Combinação das fontes de energia previstas nas alíneas anteriores na mesma unidade — a média ponderada das percentagens individuais aplicáveis utilizando como factor de ponderação os limites máximos de energia aplicáveis nos termos previstos no n.º 6;
- 6) A electricidade vendida nos termos do número anterior é limitada a 2,4 MWh/ano, no caso da alínea a) do número anterior e a 4 MWh/ano, no caso das restantes alíneas do mesmo número, por cada quilowatt instalado.

A aposta de Portugal nas energias renováveis assume um papel decisivo no cumprimento de objectivos ambientais estratégicos. É através de medidas como as presentes no DL n.º 363/2007 e da Directiva 2001/77/CE, onde a União Europeia reconhece a necessidade de

promover as Fontes de Energia Renováveis (FER) que Portugal poderá atingir a meta de 39% até 2010 de produção de electricidade gerada a partir das Fontes de Energia Renováveis. Além disso, a aposta da microgeração em Portugal pode ver vantajosa uma vez que, embora Portugal seja um país extremamente dependente face a países terceiros, é um país privilegiado para a utilização em larga escala de energias renováveis, em resultado da sua elevada exposição solar, de uma rede hidrográfica relativamente densa e de uma extensa frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos.

## 2.4 - Tecnologias de Microgeração

Nos pontos anteriores foi apresentado o conceito de microgeração inserida em redes de distribuição, assim como as principais mudanças, vantagens e problemas que dela advêm para o Sistema Eléctrico de Energia.

Segundo [2], os recentes avanços tecnológicos têm vindo a contribuir para o desenvolvimento de um vasto conjunto de tecnologias de PD, em particular de microgeração, as microfontes. Os exemplos típicos de microfontes são células de combustível, microturbinas, painéis fotovoltaicos e micro geradores eólicos. Estas tecnologias de geração de energia eléctrica apresentam potências nominais tipicamente inferiores a 100 kW e são concebidas de modo a ser adequada a sua ligação sobre redes de distribuição em baixa tensão.

Desta forma, importa fazer uma pequena apresentação sobre as principais características e aspectos tecnológicos dos sistemas de microgeração, referidos anteriormente. No âmbito deste trabalho é dado maior relevo aos sistemas de microgeração do tipo eólico.

### 2.4.1 - Células de Combustível

Segundo [12], as células de combustível são dispositivos que procedem à conversão de energia química em energia eléctrica. Os processos electroquímicos que ocorrem nas células de combustível levam a que esta tenha uma resposta lenta perante variações de carga. Por outro lado, apresentam desempenhos muito bons quando operam em regimes sujeitos a reduzidas variações. Finalmente, as células de combustível podem usar muitos tipos de combustíveis como o gás natural, propano, diesel, metanol ou hidrogénio. Esta versatilidade garante que as células de combustível não se tornarão obsoletas devido à indisponibilidade de algum dos combustíveis referidos anteriormente [2].

Para a conversão de energia química em energia eléctrica, que ocorre na célula de combustível, é necessário que lhe seja fornecido o combustível e o oxidante. Numa célula de combustível típica, um combustível no seu estado gasoso é fornecido continuamente ao compartimento do ânodo (eléctrodo negativo) e um oxidante (normalmente o oxigénio presente no ar) entregue ao compartimento do cátodo (eléctrodo positivo); através da

reação electroquímica que ocorre entre os eléctrodos cria-se a corrente eléctrica [12]. As células de combustível, apesar de terem vários componentes e características similares a uma convencional bateria, são diferentes em muitos aspectos. A bateria é um dispositivo de armazenamento de energia. A energia disponível nestes dispositivos depende da quantidade de reagente contido na própria bateria. A bateria pára de produzir energia eléctrica quando os reagentes são completamente consumidos (isto é, bateria descarregada). Nestes dispositivos de armazenamento, os reagentes são regenerados ao carregar a bateria, alimentando-a com uma fonte de energia externa. A célula de combustível, por seu lado, é um dispositivo de conversão de energia que, teoricamente, tem a capacidade de produzir energia eléctrica de modo contínuo, desde que sejam fornecidos aos eléctrodos, um combustível e um oxidante. Na realidade, a degradação, inicialmente a corrosão, ou avarias nos componentes constituintes limitam o tempo de vida útil das células de combustível. Na figura 2.3 pode ver-se um diagrama simplificado em que se demonstra o funcionamento de uma célula de combustível.

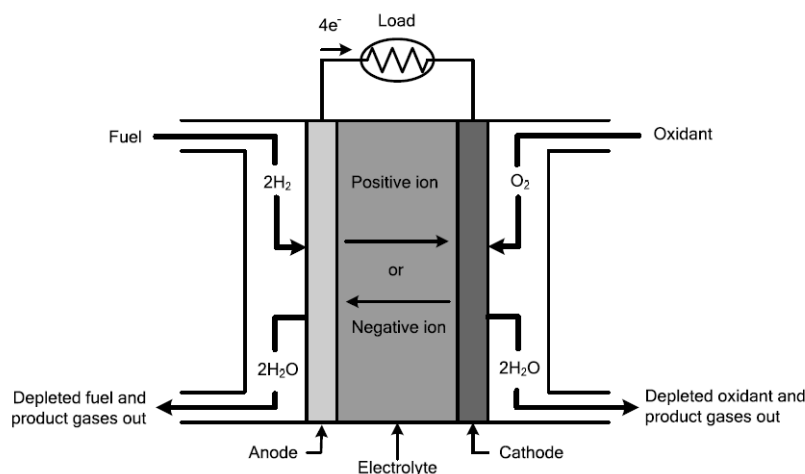


Figura 2.3- Diagrama simplificado de uma célula de combustível [2]

### 2.4.2 - Microturbinas

Segundo [13], o termo “microturbina” refere-se em geral a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador eléctrico, com uma potência total disponível não superior a 250 kW. A maioria das microturbinas existentes no mercado têm como principal função produzir electricidade, podendo funcionar em sistemas de cogeração utilizando equipamento adicional. No entanto, existem microturbinas criadas de raiz para funcionamento em cogeração. As microturbinas são na maioria turbinas a gás, com um andar de expansão. O ar novo admitido é conduzido ao compressor, onde a pressão é elevada até cerca de 70 psig (482633 Pa). Com o objectivo de

aumentar o rendimento da microturbina é usual integrar no sistema um recuperador de calor (regenerador) que permite aproveitar o calor disponível nos gases de escape para aquecer o ar novo antes de este entrar na câmara de combustão [13].

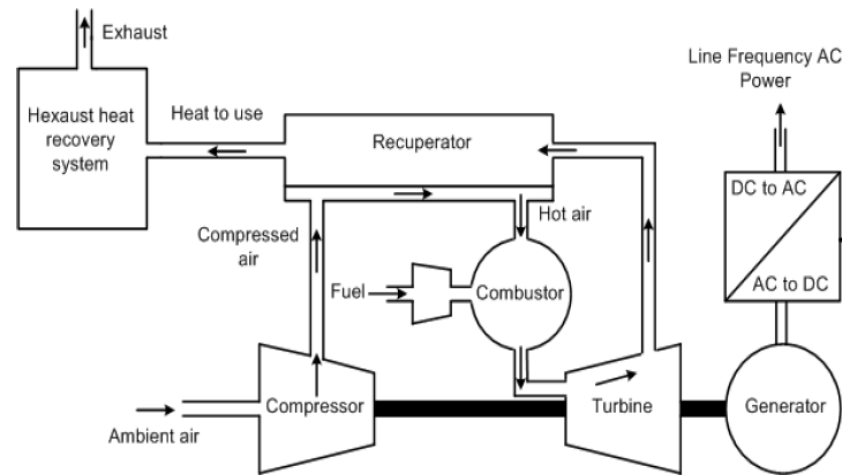


Figura 2.4- Microturbina *single-shaft*[2]

O calor libertado na combustão eleva a temperatura da mistura ar-combustível e consequentemente a sua pressão. Ao passar na turbina, a mistura expande-se transmitindo energia mecânica ao veio, accionando o compressor e o gerador.

Tipicamente, o veio funciona a uma velocidade na ordem das 70000 - 90000 rpm, produzindo electricidade em corrente alternada com frequência elevada (e.g.: 1800Hz). Esta corrente alternada é primeiro rectificada para corrente contínua sendo de seguida invertida novamente para corrente alternada, mas, desta vez, com uma frequência de 50 ou 60 Hz, pronta a ser utilizada. O rendimento eléctrico atingido é da ordem dos 30% em microturbinas com recuperador de calor. Em sistemas de cogeração o rendimento global pode atingir mais de 80%. Os últimos desenvolvimentos tecnológicos apontam para a utilização de materiais cerâmicos nas secções quentes da microturbina, o que permite atingir temperaturas mais elevadas e consequentemente rendimentos superiores. Vários tipos de combustíveis podem ser utilizados na maioria das microturbinas: gás natural, gasolina sem chumbo, gasóleo, derivados de álcool, querosene, propano, entre outros. Um compressor adicional poderá ser utilizado quando a pressão de alimentação do combustível não for suficiente. As menores emissões são as obtidas usando gás natural (e.g. NOx: 9 - 25 ppm).

### 2.4.3 - Painéis Fotovoltaicos

Segundo [2], a tecnologia de Células Solares conheceu a sua primeira aplicação nos programas espaciais dos Estados Unidos da América devido à sua relação potência instalada/peso, determinante neste tipo de sistemas. Desde esse momento, a tecnologia

fotovoltaica tornou-se comum em aplicações para fornecimento de energia a satélites artificiais. Nos dias de hoje, esta tecnologia é usada em grande escala em aplicações terrestres e pode ser encontrada no fornecimento de energia em sistemas isolados, bem como em sistemas ligados à rede de distribuição. Esta tecnologia fornece energia a uma grande quantidade de instalações no mundo inteiro que, de outra forma, por estarem inacessíveis à rede eléctrica, não poderiam usufruir deste serviço. Postos de ajuda médica, centros de comunidades ou sistemas de purificação de água em zonas remotas são exemplos de maior relação benefício/custo, uma vez que os serviços prestados são referentes a cuidados básicos. Em países desenvolvidos, os sistemas fotovoltaicos (FV) ligados à rede têm crescido significativamente a nível residencial e comercial.

A célula solar clássica de silício cristalino, é composta por duas camadas de silício dopadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o sol está dopada negativamente com fósforo, e a camada inferior está dopada positivamente com boro. É produzido um campo eléctrico na junção das duas camadas, que conduz à separação das cargas (camada superior rica em electrões e camada inferior rica em lacunas, isto é, deficitária em electrões) libertadas pela luz solar. Quando a luz ilumina o painel FV, parte dos fotões são absorvidos pelas camadas de silício, causando a libertação de alguns electrões. Quanto maior a intensidade da luz aplicada, maior o número de electrões libertados. Uma fracção dos electrões libertos atinge a superfície do painel onde o circuito eléctrico externo os recolhe e conduz à carga anexa, enquanto um outro cabo, que parte da carga e a liga à parte posterior do painel, traz de volta os electrões para que estes se fixem na camada inferior de silício e fiquem à espera do próximo fotão.

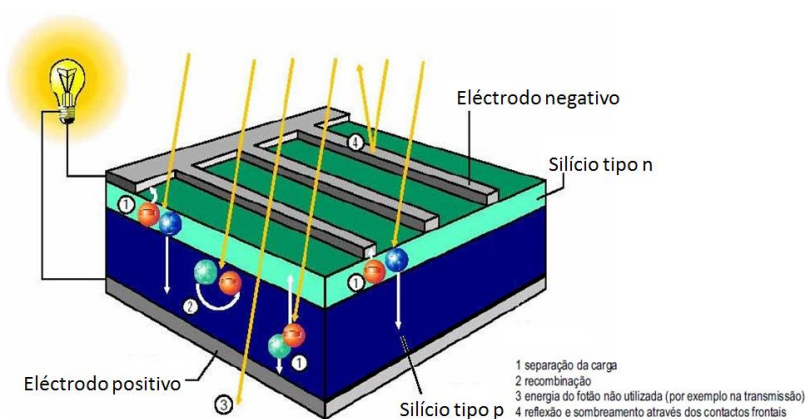


Figura 2.5- Estrutura e funções de uma célula fotovoltaica

No intuito de gerar electricidade a partir da célula solar, são impressos contactos metálicos nas suas partes frontal e posterior. Em geral e neste contexto, é utilizada a impressão em tela. É possível conseguir uma camada de contacto em toda a extensão da célula, com a aplicação de uma folha de alumínio ou de prata na parte posterior. No entanto,

a parte frontal deverá ser tão translúcida quanto possível. Aqui, os contactos são essencialmente aplicados na forma de uma grelha fina ou numa estrutura em árvore. A reflexão da luz pode ser reduzida, com o depósito por vapor de uma camada mais fina (camada anti-reflexão) na parte frontal da célula solar, feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio.

Segundo [2], a célula solar é o componente elementar de um painel fotovoltaico. Cada célula é capaz de gerar uma tensão em circuito aberto entre os 0,5V e os 1V, tendo uma corrente de curto-circuito de dezenas de miliamperes por  $\text{cm}^2$ , tipicamente. Como estes valores são muito reduzidos, as células são ligadas em séries e paralelos de modo a obter módulos com valores predeterminados de tensão e corrente. Procedendo a uma combinação adequada destes módulos, podemos formar os painéis fotovoltaicos. A corrente contínua produzida é depois convertida em corrente alternada por meio de inversores.

#### 2.4.4 - Micro Geradores Eólicos

Tal como referido no início desta secção (2.4) é dada maior relevância a sistemas de microgeração do tipo eólico, uma vez que o presente trabalho incidiu sobre estratégias para o controlo da potência activa que estes injectam na rede eléctrica.

As turbinas eólicas, também designadas por aerogeradores, têm como função transformar a energia cinética do vento em energia eléctrica. Recentemente, este tipo de tecnologia tem apresentado um crescimento notório, particularmente no que respeita à sua integração em parques eólicos, em que os aerogeradores tem potências compreendidas entre centenas de kW até cerca de 5 MW [2]. Da mesma forma que as restantes tecnologias de microgeração, as micro turbinas eólicas são um contributo para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, tornando possível uma maior produção endógena de energia.

Os geradores eólicos, associados à microgeração são habitualmente divididos em dois grupos: os pequenos geradores eólicos e os micro geradores eólicos; os pequenos geradores eólicos têm habitualmente potências inferiores a 100kW, por sua vez, os micro geradores eólicos possuem potências inferiores a 5 kW.

Grande parte dos sistemas de microgeração eólica são concebidos para serem colocados sobre telhados de edifícios, ou num espaço aberto como uma quinta. São sugeridos dispositivos com potências inferiores a 5 kW, caso a instalação seja feita sobre um telhado e potencias entre 1 kW a 25 kW, caso se pretenda uma instalação num espaço aberto.

Muitos dos aerogeradores domésticos são desenhados e concebidos em função de requisitos técnicos muito específicos, dado o tipo de utilização e o baixo acompanhamento por parte do proprietário. Neste tipo de sistemas, há questões chave a ser endereçadas, tais como níveis de ruído, operação fiável, impacto visual, segurança da estrutura e segurança eléctrica [2].

A montagem de sistemas de micro geradores eólicos em pontos altos como os telhados dos edifícios poderia representar uma maior produção de energia eléctrica, uma vez que a velocidade do vento aumenta com a distância ao solo; mas é preciso ter em conta que os ambientes urbanos aumentam a turbulência do recurso eólico quando comparados com espaços abertos. Recorrendo a uma análise da velocidade média de vento e à sua direcção, o proprietário poderá optar pelo design mais apropriado. As categorias de micro geradores eólicos são normalmente divididos em dois grandes grupos:

- Aerogeradores de eixo horizontal: nesta tipologia as pás da turbina rodam à volta de um eixo horizontal, tal como nos moinhos de vento. Este tipo de design é o mais comum;
- Aerogeradores de eixo vertical: a turbina é desenhada de modo a rodar sobre um eixo vertical. Vários estudos indicam que este tipo de design é mais apropriado para ambientes urbanos, que o aerogerador de eixo horizontal, uma vez que este tem melhor desempenho perante um regime de vento com turbulência;

Segundo [14], um dos factores que mais influencia a escolha do tipo de turbina eólica, é a velocidade e o tipo de vento. Se o local de instalação possuir uma velocidade média de vento superior a 6m/s e este for, a nível de direcção, estável é aconselhável um micro gerador eólico de eixo horizontal devido ao seu maior rendimento. Para o caso da instalação num ponto onde a velocidade média de vento é superior a 6m/s mas é instável na sua direcção deve optar-se por um micro gerador eólico com eixo vertical tipo Darrieus, uma vez que apresenta um melhor rendimento nestas condições do que um sistema com eixo horizontal. Quando o regime de vento típico possui velocidade média inferior a 6m/s e, independentemente da sua estabilidade direcciona, a melhor escolha é uma tipologia com eixo vertical do tipo Savonius, uma vez que este tipo de turbina apresenta um maior binário a baixas velocidades de vento e um melhor comportamento em regime de baixas velocidades de vento do que qualquer outro tipo de turbina. A figura 2.6 apresenta esquematicamente como deve ser efectuada a escolha de uma turbina para um sistema de microgeração do tipo eólico.



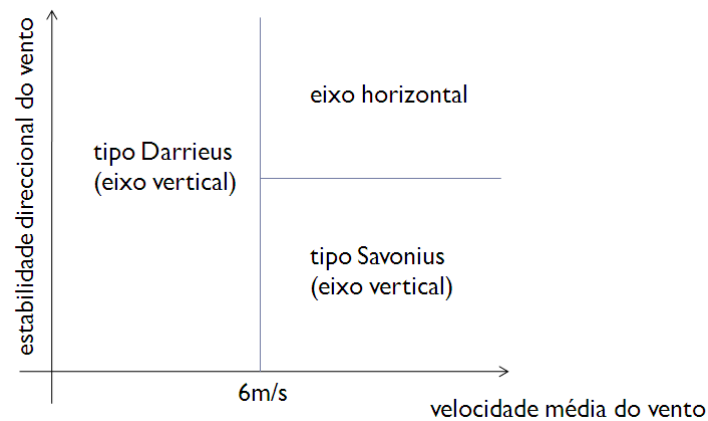


Figura 2.6- Diagrama de escolha de tipo de turbina

Segundo [2], devido a ser a mais comum das tipologias para os sistemas de microgeração eólica, a turbina de eixo horizontal foi a considerada no âmbito deste trabalho. Nesta configuração, a turbina é directamente acoplada ao rotor da máquina. Esta turbina tem geralmente duas ou três pás, sendo que a configuração com três pás é ligeiramente mais eficiente que a tipologia com apenas duas pás. O seu diâmetro varia, habitualmente, entre 2m e 7,5m. O peso dos sistemas de microgeração eólica varia desde os 6kg podendo ultrapassar os 100kg, dependendo da potência do sistema.

Quanto à máquina eléctrica utilizada nos sistemas de microgeração do tipo eólico, o mais vulgar na actualidade é o gerador síncrono de ímanes permanentes, uma vez que não necessita, por exemplo, de sistemas de excitação externos. Como a turbina está ligada directamente ao rotor da máquina de ímanes permanentes, a onda de tensão em CA (corrente alternada) terá frequências diferentes consoante o regime de vento. Nestes sistemas, a máquina síncrona encontra-se ligada à rede através de um sistema de conversão CA/CC/CA já que a frequência das grandezas estatóricas (idêntica à frequência angular de rotação do rotor) é diferente da frequência da rede de energia eléctrica [15]. A onda de saída da máquina é de seguida rectificada para uma tensão CC (corrente contínua) de forma a carregar baterias ou alimentar um inversor ligado à rede. Ao prescindir da caixa de velocidades no acoplamento entre a turbina e o rotor da máquina, obtém-se um sistema mais fiável, mais leve e com menor custo. A figura 2.7 ilustra o esquema típico de um sistema de microgeração do tipo eólico:

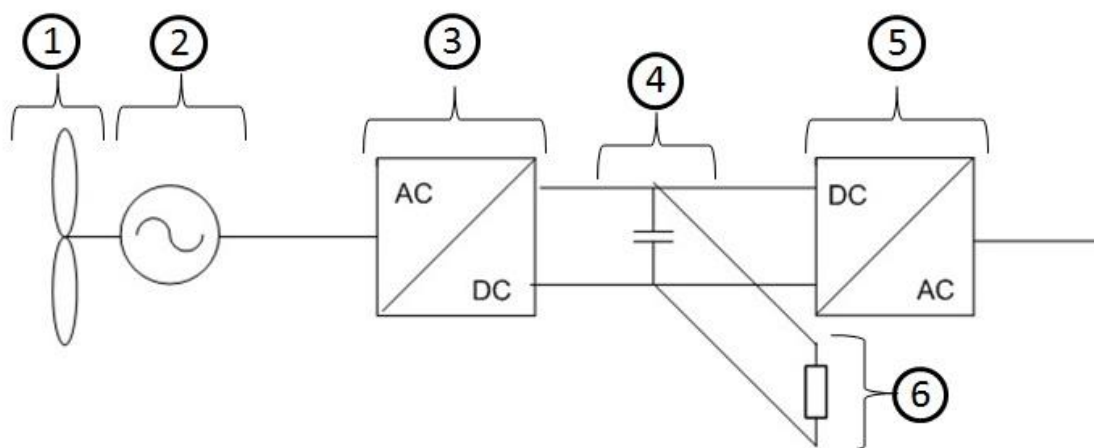


Figura 2.7- Tipologia de um sistema de microgeração do tipo eólico usando uma PMSG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*), com legenda

Na representação do sistema de microgeração do tipo eólico apresentada figura 2.7 tem-se: 1 a turbina eólica, 2 a máquina síncrona de ímãs permanentes, 3 o conversor do lado da máquina, 4 o *DC-link*, 5 o conversor do lado da rede e 6 a *dump-load*.

Os micro geradores eólicos possuem um leme de modo a permitir à turbina seguir a direcção do vento, maximizando deste modo a extracção de energia do vento. Sistemas de controlo desligam, travando o veio da máquina, quando se verificam regimes de velocidades de vento muito elevadas, ou quando é necessário proceder a acções de manutenção.

## 2.5 - Controlo de Tensão em Redes com Produção Dispersa

Como já foi referido anteriormente e segundo [16], um dos principais problemas resultantes da integração de grandes quantidades de PD na rede de distribuição é o aumento dos perfis de tensão. No sentido de resolver este problema, têm sido equacionadas várias soluções de controlo, sendo de referenciar a utilização de sistemas de controlo de potência activa e reactiva produzidas pela PD, em coordenação com o controlo da tensão ao nível da subestação AT/MT [17]. Uma vez que o âmbito deste trabalho visa a integração de PD (neste caso, microgeração) ao nível das redes de distribuição de BT, pois o controlo de potência reactiva proveniente destas fontes, aquando do aumento dos perfis de tensão, pode não ser suficiente. Isto verifica-se principalmente nas redes de BT uma vez que estas se caracterizam por serem redes fortemente resistivas, isto é, ao contrário das redes de MT onde a razão  $X/R$  é mais elevada, nas redes de BT esta mesma razão é muito baixa.

De acordo com a figura 2.8 e considerando que na rede BT a resistência é superior à reactância ( $R > X$ ) obtemos a seguinte expressão das equações do trânsito de potência [16]:

$$P_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 \times V_2 \times \cos \theta_{12}}{R} \quad (2-1)$$

Onde:

- $P_{12}$  é o trânsito de potência activa na linha (W);
- $V_2$  é a tensão do barramento 2 (V);
- $V_1$  é a tensão do barramento 1 (V);
- $R$  é a resistência da linha ( $\Omega$ );
- $\Theta$  é o ângulo entre  $V_1$  e  $V_2$  (rad);

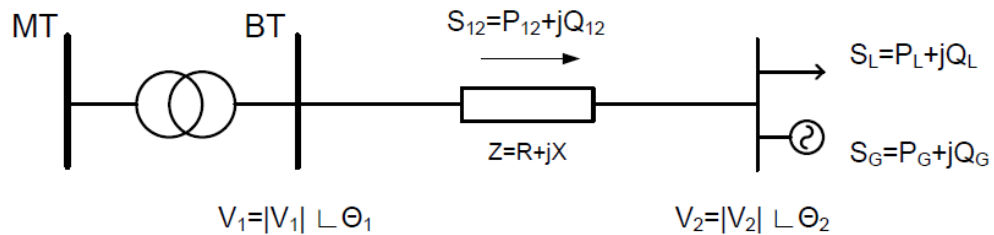


Figura 2.8- Exemplo de um trânsito de potências

De acordo com a equação (2-1), verifica-se que de modo a que seja possível injectar potência activa do lado de BT para o lado de MT em redes resistivas, a tensão deve ser (em p.u.) superior no lado do barramento 2 ( $V_2 > V_1$ ) [16].

É possível desta forma concluir que, com a elevada penetração de microgeração nas redes de BT, o controlo efectivo da tensão terá de ser realizado através do controlo de potência activa injectada na rede pelos micro geradores [16].

O objectivo primordial do sistema de controlo de tensão é definir uma estratégia coordenada e optimizada para os vários níveis de tensão ao nível da distribuição, nomeadamente para MT e BT. No entanto, considerando este novo cenário de operação, é fundamental desenvolver um esquema de controlo que seja simultaneamente descentralizado e hierárquico, que explore a arquitectura de comunicações (e consequentemente as capacidades de controlo) disponível para o *smart-metering*.

Emerge assim a necessidade de se desenvolver um sistema coordenado para o controlo de tensão em redes de distribuição. Para este controlo actuar em redes de distribuição, são assim considerados os níveis de MT e de BT. Para um correcto funcionamento deste controlo torna-se fundamental ter em consideração as características particulares deste tipo de redes.

Em [16], os autores sugerem um esquema de controlo de tensão que pretende optimizar as condições de operação da rede mediante a exploração da capacidade de controlo da PD instalada sobre a rede, micro-redes e transformadores com possibilidade de regulação em carga. Em alguns casos, a utilização de bancos de condensadores também é tido em consideração. A metodologia apresentada em [16] segue uma abordagem ao problema de

controlo de tensão que explora as capacidades de controlo do lado da rede de MT e da rede de BT.

A abordagem com este esquema de controlo requer o desenvolvimento de uma sucessão de soluções para o problema global (ao nível da MT) e para o problema local (ao nível da BT), de forma a convergir para uma solução quase óptima. Segundo a equação (2-2), que representa a função objectivo do esquema de controlo, verifica-se que este esquema funciona tendo em consideração a minimização das perdas activas e minimização da microgeração cortada.

$$\min \sum P_{loss} + \sum \mu G_{shed} \quad (2-2)$$

O algoritmo de optimização seleccionado foi o Enxame Evolucionário de Partículas (Evolutionary Particle Swarm Optimization - EPSO). Este algoritmo é uma combinação entre o enxame de partículas tradicional, desenvolvido por Kennedy e Eberhardt e as estratégias evolucionárias, desenvolvidas por Schwefel e tem sido aplicado em diversos problemas de optimização no âmbito dos Sistemas Eléctricos de Energia [16].

É, então, possível concluir que o controlo coordenado de tensão se apresenta como uma mais-valia para o controlo efectivo da tensão. Contudo, como abordado anteriormente, de modo a ser possível a sua aplicação é necessário ter uma correcta caracterização das redes quer a nível da MT, quer a nível da BT. Se ao nível MT é possível obter uma boa caracterização das redes, ao nível da BT já não é tão fácil. Parâmetros como o comprimento das linhas, as correntes máximas admissíveis, as resistências e reactâncias, não são fáceis de adquirir, obtendo-se assim uma caracterização deficitária da rede BT [3].

Assim, de modo a controlar a tensão na rede de distribuição de BT em que o sistema de microgeração do tipo eólico irá estar inserido, é proposta a implementação de um controlo local. A estratégia de controlo local baseia-se num método que apenas tem em consideração as variáveis locais que influenciam outras variáveis. Isto é, se, por exemplo, a tensão num determinado barramento aumentar para além do tolerável, o controlo local só poderá actuar na potência injectada e/ou potência consumida nesse barramento. Embora se apresente como uma solução mais simples, este controlo não constitui uma solução óptima. Isto porque, ao contrário do controlo coordenado que também actua ao nível da MT, existindo a possibilidade de controlo de variáveis que não a microgeração, o controlo local actuará directa e somente na microgeração.

O controlo local constituirá assim uma alternativa mais imediata ao controlo hierárquico, até que a possibilidade de se obter uma caracterização mais eficaz ao nível das redes de BT se verifique. Nessa fase, poder-se-á proceder a uma acção coordenada ao nível de MT e BT, ou, podendo o controlo local funcionar em complemento ao controlo coordenado, possivelmente, não ter de se proceder à limitação de injeção de potência activa.

### 2.5.1 - Caracterização dos sistemas de Controlo Hierárquico e de Controlo Local

Com o cenário da integração de PD em larga escala nas redes de distribuição, existem alguns aspectos técnicos que têm de ser endereçados. De modo a enfrentar estes desafios têm de ser desenvolvidas estratégias para a operação e controlo das unidades de microgeração, cargas eléctricas e dispositivos de armazenamento. Nesta secção são apresentados os pormenores que diferenciam o controlo hierárquico e o controlo local.

#### 2.5.1.a - Controlo Hierárquico

Através das possibilidades de comunicação, o futuro das redes de distribuição passa por um sistema de controlo hierárquico para o controlo de tensão em sistemas de distribuição compreendendo grande integração de PD e de microgeração [16]. Ao ter um controlo hierárquico é possível obter um controlo optimizado e coordenado dos perfis de tensão, através de uma acção combinada entre os vários níveis de tensão, em particular MT e BT.

Um exemplo típico de possibilidade de controlo hierárquico é o de operação de uma Micro-Rede. Através de um sistema de comunicações entre o DMS (*Distribution Management System*) e o MGCC (*MicroGrid Central Controller*) é possível ter conhecimento dos parâmetros a alterar. Através de algoritmos de optimização e possibilidade de actuação sobre despacho da microgeração, actuação nas tomadas de transformadores (OLTC), cargas controláveis e dispositivos de armazenamento, pode exercer-se um controlo efectivo dos perfis de tensão, ajuste de frequência, entre outros.

#### Micro-Rede

Actualmente, existe a clara tendência para o aumento da integração de PD nas redes de BT. Esta produção distribuída pode vir, por exemplo, de pequenos sistemas de co-geração para a produção simultânea de energia eléctrica e calor com recurso a motores de combustão interna, turbinas a gás, microturbinas, pilhas de combustível. No entanto, caso haja recursos renováveis no local, a PD instalada pode ter como origem painéis FV ou micro geradores eólicos. Com o desenvolvimento destas tecnologias de microgeração, sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis, é provável que se venham a fazer avanços significativos no fornecimento de energia eléctrica [18].

Desta forma, o conceito de Micro-Rede (*MicroGrid*) aparece como sendo uma rede de distribuição em BT, integrando cargas controláveis, pequenos sistemas de produção de energia eléctrica - os micro geradores ou micro-fontes - quer através de fontes renováveis (por exemplo, solar ou eólica) ou, então, em pequenos sistemas de produção combinada de calor e electricidade (micro-cogeração, pilhas de combustível ou microturbinas). Possui dispositivos de armazenamento de energia (baterias de acumuladores, *flywheels* e

supercondensadores) e sistemas avançados de controlo e gestão de todo o sistema suportados por um sistema de comunicações. Perante a rede de distribuição a Micro-Rede apresentar-se-á como uma única entidade, dadas as capacidades de gestão e controlo internas de que é dotada.

De modo a que haja um fornecimento correcto de energia eléctrica às cargas no interior da Micro-Rede, é fundamental que o sistema de operação e controlo funcione de modo adequado. De forma a ser obtida a flexibilidade de operação desejada, a Micro-Rede é controlada através de um sistema controlo hierárquico.

A Micro-Rede é controlada centralmente pelo MGCC, que comunica com os demais controladores localizados no nível hierárquico inferior. Nesse nível inferior, estão localizados os MC (*Microsource Controller*) que actuam nas micro-fontes e dispositivos de armazenamento de energia, bem como os LC (*Load Controller*), que controlam as cargas alimentadas pela Micro-Rede.

A operação do sistema de controlo da Micro-Rede requer comunicação e interacção entre os diferentes níveis de controlo hierárquico:

- Os LC e MC, enquanto entidades que permitem controlar as cargas da rede (por exemplo, interrompendo cargas não prioritárias em caso de emergência, ou fazendo a sua gestão de acordo com indicações dos clientes), e os níveis de produção de potência activa e reactiva em cada micro-fonte, respectivamente;
- O MGCC, enquanto entidade responsável pela gestão técnica e económica da Micro-Rede de acordo com determinados critérios de operação e que envia pontos de funcionamento (*set-points*) para cada um dos controladores locais (isto é, para os MC e LC);

Na figura 2.9 apresenta-se a arquitectura de uma Micro-Rede:

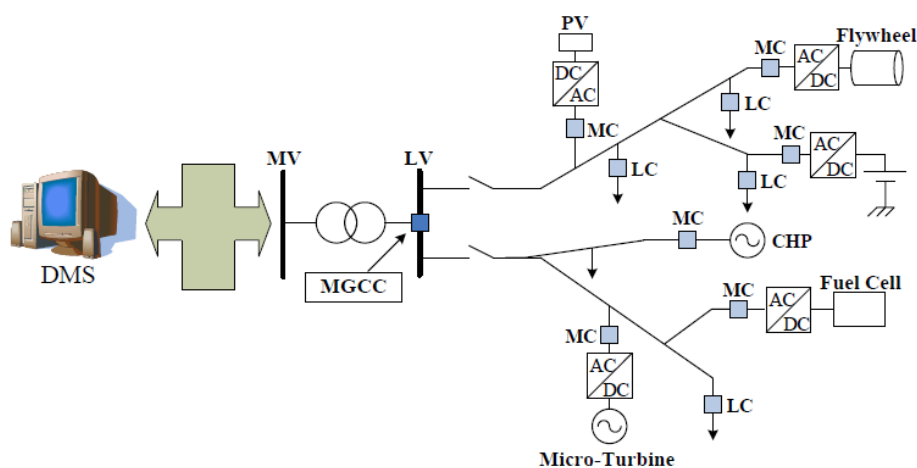


Figura 2.9- Arquitectura de uma Micro-Rede

### Multi-Micro-Rede

O conceito de Multi-Micro-Rede assenta no alargamento da noção de micro-rede ao âmbito mais amplo das redes de MT. A instalação de quantidades elevadas de dispositivos de microgeração, dispositivos de armazenamento ou cargas controláveis pode conduzir à existência de diversas micro-redes numa determinada área geográfica por uma mesma rede de distribuição em MT. Assim, uma Multi-Micro-Rede (na literatura anglo-saxónica *Multi-MicroGrid*) é uma estrutura que existe a um nível mais elevado que as micro-redes e que, além de as incorporar na sua constituição, inclui também outros elementos ligados à rede de MT, como, por exemplo, sistemas de PD, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento [19].

As micro-redes, descritas no ponto anterior, consideram já a existência de uma relação entre o seu próprio controlador (MGCC) e o sistema de gestão da rede de distribuição (DMS) [20].

Segundo [19], a enorme complexidade que pode atingir o sistema de controlo de uma rede de distribuição que tenha de coordenar a contribuição individual de múltiplas micro-redes, juntamente com toda a PD e cargas controláveis, conduz a que a existência de estruturas que funcionem como intermediárias possa ser considerada bastante vantajosa. Surge, assim, o conceito de CAMC (*Central Autonomous Managment Controller*) que funciona como um agente agregador ou mini-DMS, e que tem a seu cargo o controlo de uma rede de distribuição de MT. Deste modo é possível, através de um sistema hierárquico, distribuir a complexidade do sistema e o esforço de controlo pelos vários níveis da estrutura, tornando mais fácil o controlo de uma rede de distribuição com estas características [21].

#### 2.5.1.a.1. Projecto InovGrid

A gestão activa das redes de distribuição é uma das bases do conceito de rede inteligente. Aqui, as acções de todos os agentes conectados ao sistema de eléctrico podem ser integradas de uma forma inteligente, visando a sustentabilidade, eficiência e segurança no fornecimento de energia eléctrica [22]. Como foi abordado anteriormente em [16], a implementação deste tipo de sistemas requer um controlo inteligente e um sistema de gestão baseado em avançadas soluções de comunicação e monitorização. Desta forma, as redes inteligentes são a expressão mais visível da integração de PD de uma forma coordenada num sistema sustentável [22].

Hoje em dia, a maior parte dos consumidores têm uma participação passiva no sistema eléctrico de energia. Estes, apenas recebem energia sem terem nenhuma participação na gestão de fontes de geração e da rede [3].

O projecto "InovGrid - A evolução da rede de distribuição como resposta aos novos desafios do sector eléctrico" surgiu como resposta ao desafio colocado pela EDP Distribuição

(EDPD) relativamente à liberalização do mercado ibérico e europeu e à necessidade de introduzir mais inteligência na rede, de modo a permitir gerir e controlar de forma mais abrangente a rede de distribuição, incluindo a integração em larga escala de microgeração [23]. Assim, o projecto InovGrid está estruturado à volta de [24]:

- Redes Inteligentes;
- Microgeração e PD;
- Telecontagem e gestão energética.

No que diz respeito às redes inteligentes, o projecto pretende promover o aumento de eficiência e qualidade de serviço da rede eléctrica, tanto ao nível da MT e AT, como também ao nível da BT. Relativamente à microgeração e PD, o projecto pretende lidar com os problemas inerentes ao impacto desta integração através de um controlo activo de equipamentos e da própria rede. Já no que diz respeito à telecontagem e gestão energética, o projecto promove uma abordagem centrada no consumidor, constituindo uma alavanca para a prestação de novos serviços, para a promoção da eficiência energética e da concorrência na comercialização de electricidade [24].

Como foi referido anteriormente, a elevada integração de PD nas redes de distribuição pode provocar problemas ao funcionamento do sistema eléctrico. Assim, a necessidade de criação de sistemas avançados para integração destas tecnologias é essencial. Surgem deste modo as micro-redes e consequentemente as multi-micro-redes. Em Portugal, este tipo de sistemas avançados de integração de microgeração tem a sua expressão mais visível no âmbito do projecto InovGrid. Este projecto contempla a implementação de uma rede inteligente suportada numa infra-estrutura de telecomunicações que se estende a todos os locais de consumo, chegando a casa dos clientes [24].

A arquitectura do projecto engloba três níveis:

- **Nível de Produtor/Consumidor:** neste nível encontram-se as *Energy Boxes*, que implementam as funções de contagem de energia e também a gestão de energia doméstica, incluindo o controlo de equipamentos consumidores de energia e o controlo da microgeração;
- **Nível de subestação MT/BT (Posto de Transformação):** neste nível encontra-se o *Distribution Transformer Controller* (DTC), com funções de concentração de informação, gestão das *Energy Boxes* e ainda a monitorização, controlo e automação do PT (transformador e restantes activos do PT MT/BT);



- **Nível de controlo e gestão central:** neste nível é realizada a agregação da informação comercial e de gestão de energia, sendo ainda implementado o controlo operacional da rede;

Como se pode compreender da breve descrição que foi apresentada do projecto InovGrid o paradigma de funcionamento que o sustenta é uma filosofia de controlo coordenado, com paralelismo ao apresentado para as Multi-Micro-Redes.

#### 2.5.1.b - Controlo Local

Como foi explicado na secção 2.5, o controlo hierárquico será sempre uma solução mais transversal e englobante para o controlo de tensão. De qualquer forma, com a elevada integração de PD, em particular de microgeração, a que se tem assistido actualmente e a que se prevê que venha a ser integrada no futuro próximo, terão de se desenvolver estratégias de controlo locais que, apesar de não irem otimizar os recursos disponíveis no sistema, terão de ser adoptadas. Um problema que ainda acresce a este é o de o DSO (*Distribution System Operator*) não ter um conhecimento detalhado da rede de distribuição de BT. Dessa forma, através de uma estratégia de controlo local pode controlar-se a tensão a nível nodal e desta forma não impor limites tão restritivos à integração de unidades de microgeração. Fazendo referência o projecto InovGrid, as *Energy Boxes* (instaladas ao nível de cada consumidor da rede de BT) serão dotadas de módulos de medida de tensão que serão responsáveis pela detecção da sua subida para além dos valores regulamentares. Posteriormente, um sistema de comunicações, interno à própria instalação do consumidor, será responsável por enviar ordens de controlo às unidades de microgeração no sentido de estas reduzirem a sua potência activa produzida [3].

## 2.6 - Conclusões

Apresentou-se neste capítulo, de forma geral e resumida, a alteração de paradigma no SEE, devido à integração de PD, fundamentalmente ao nível das redes de distribuição ao nível MT e BT. A integração de grandes quantidades de PD sobre as redes de distribuição em MT e BT representa um grande desafio ao nível da operacionalidade destas redes.

Foram ainda exibidas descrições de algumas tecnologias de microgeração, como as células de combustível, microturbinas, painéis fotovoltaicos e micro geradores eólicos. Com a integração de grandes quantidades de microgeração ao nível das redes de BT, e devido a estas redes serem fortemente resistivas, podem advir problemas ao nível dos perfis de tensão. Desta forma, surge a necessidade de incorporar nas unidades de microgeração sistemas que permitam controlar o despacho de potência activa.

Uma vez que o âmbito do presente trabalho visa os sistemas de microgeração do tipo eólico, o capítulo 3 incide nos conceitos e modelos que suportam estes sistemas bem como as redes de distribuição de BT.

## Capítulo 3

# Conceitos e Modelos de Sistemas de microgeração do tipo eólico e redes de distribuição em BT

### 3.1 - Introdução

No capítulo anterior apresentou-se, resumidamente, toda a alteração de paradigma e os novos desafios trazidos pela crescente integração de PD, em particular de microgeração, sobre redes de BT. Nos últimos anos, a alteração de paradigma tem sido mais perceptível devido à grande quantidade de potência instalada sobre as redes de distribuição em MT. No entanto, os recentes avanços tecnológicos contribuíram para a maturação de muita da tecnologia associada à PD, tornando alguns dispositivos adequados para a integração em redes de distribuição em BT. Antecipando um cenário de elevada implementação de PD nas redes, existem bastantes aspectos técnicos que têm de ser endereçados. De modo a enfrentar estes novos desafios e a poder extrair todos os benefícios da PD é imperativo que se desenvolvam estratégias de operação e controlo, locais e globais, envolvendo cargas e sistemas de armazenamento.

Antes de desenvolver as estratégias de operação e controlo que actuarão nos diversos sistemas de microgeração é fundamental compreender todos os conceitos e modelos envolvidos.

A legislação portuguesa, em particular o Decreto-lei 363/2007 estabelece limites rígidos à integração de microgeração ao nível das redes de distribuição em BT. Com o aumento da integração destas unidades, é fundamental saber como será o novo trânsito de potências nestas redes, bem como os perfis de tensão nos seus barramentos. Ora, este é um problema crítico, uma vez que a empresa concessionária da rede não detém qualquer mecanismo que lhe permita conhecer e controlar as redes de distribuição em BT. Com uma integração de microgeração através de uma filosofia de “*fit and forget*”, previamente explicado na secção

1.1, o concessionário da rede deve equacionar uma série de cenários de modo a limitar esta inserção de PD e, assim, evitar efeitos nefastos sobre o sistema.

Neste capítulo, abordam-se os modelos utilizados para posteriormente, no capítulo 4, compreender a que nível podem intervir as estratégias de controlo. Assim, são apresentados modelos relativos ao sistema de microgeração do tipo eólico, à rede de baixa tensão onde as unidades de microgeração vão ser integradas, as canalizações, as cargas, a rede a montante e o sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa.

Quanto ao modelo do sistema de microgeração do tipo eólico, é feita uma abordagem considerando os seus vários componentes, isto é, o modelo aerodinâmico, o modelo da máquina (PMSG) com conversor do lado da máquina (conversor CA/CC), o *DC-link*, o conversor do lado da rede (conversor CC/CA), bem como o sistema mecânico.

## 3.2 - Caracterização e Modelos

Nesta secção, são apresentados os modelos e conceitos adoptados no âmbito desta dissertação.

### 3.2.1 - Sistema de microgeração do tipo eólico

Uma vez que o controlador que se desenvolveu foi no âmbito específico de um sistema de microgeração do tipo eólico, é fundamental decompor o sistema em modelos elementares, de modo a poder obter um conhecimento profundo do seu funcionamento. Os sistemas de microgeração eólica são compostos por vários subsistemas que têm de ser modelados independentemente: a turbina eólica, o gerador, o sistema mecânico, o *DC-link* e, neste caso, os conversores de electrónica de potência, uma vez que se trata de uma máquina de velocidade variável [25]. A figura 3.1 representa a tipologia típica de um sistema de microgeração do tipo eólico (note-se que esta figura é a mesma apresentada na figura 2.7, apresenta-se nesta fase para conforto de leitura).

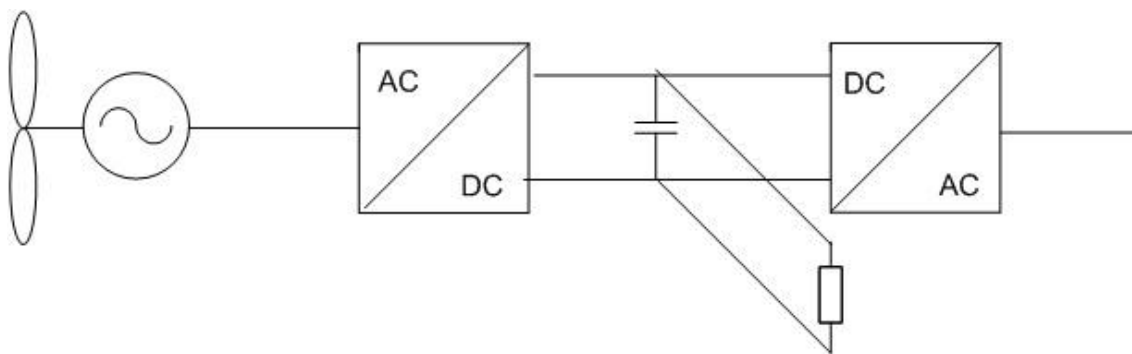


Figura 3.1- Tipologia de um sistema de microgeração do tipo eólico usando uma PMSG

Apesar dos micro geradores eólicos serem bastante diferentes das turbinas eólicas “normais” relativamente às tecnologias que incorporam, a modelização foi feita em relação aos modelos conhecidos para as “grandes” eólicas, uma vez que não existem modelos matemáticos específicos na literatura para este tipo de sistemas de microgeração [2]. Desta forma, considerou-se que a máquina presente nestes sistemas era uma Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes (PMSG, *Permanent Magnet Synchronous Generator*) acoplada à rede através de electrónica de potência.

### 3.2.1.a - Turbina eólica

Não é possível extrair toda a energia “transportada” pelo vento; isso corresponderia a anular a velocidade do vento após a passagem pela turbina eólica. Existe um valor definido pelo *Coefficiente de Betz*, que exprime a potência limite de extracção de energia do vento e toma o valor máximo de 0,593. A potência mecânica ( $P_m$ ) extraída por uma turbina eólica da energia cinética do vento é dada por [25]:

$$P_m = \frac{1}{2} \times C_p(\lambda) \times \rho \times V^3 \times A \quad (3-1)$$

$$C_o^{m\acute{a}x} = 0,593$$

Em que:

- $P_m$ : potência mecânica (W);
- $C_p(\lambda)$ : Coeficiente de Betz (adimensional, coeficiente associado ao desempenho da turbina);
- $\rho$ : massa volúmica do ar ( $\text{kg.m}^{-3}$ );
- $V$ : velocidade de vento ( $\text{m.s}^{-1}$ );
- $A$ : Área varrida pela turbina ( $\text{m}^2$ );

A abordagem de *Betz* é muito simplificada, mas permite ter uma ideia de que há um limite para a extracção da energia do vento. Embora em algumas turbinas de carácter experimental se tenham conseguido coeficientes de potência superiores a 0,5, em nenhum caso o limite de *Betz* foi excedido. Independentemente do tipo de turbina eólica, pode ser sempre calculada a sua eficiência, fazendo o quociente entre a potência mecânica “captada” pela turbina  $P_m$ , e a potência efectivamente presente no vento  $P_d$ . Este coeficiente é normalmente definido como  $C_p(\lambda)$ . O parâmetro  $\lambda$  (*tip speed ratio*) pode ser definido como:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{V} \quad (3-2)$$

Onde  $\omega_t$  é a velocidade angular da turbina ( $\text{rad.s}^{-1}$ ) e  $R$  é o raio da turbina (m). O binário mecânico (N.m) é dado por:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_t} \quad (3-3)$$

### 3.2.1.b - Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes

O gerador do sistema de microgeração do tipo eólico, que se modelizou é uma máquina síncrona de ímanes permanentes de rotor cilíndrico. As equações eléctricas que modelizam a máquina podem ser escritas segundo os eixos d-q do rotor. São seguidamente apresentadas essas equações [26]:

$$v_d = R_s i_d - p\omega L_q i_q + L_d \frac{di_d}{dt} \quad (3-4)$$

$$v_q = R_s i_q - p\omega L_d i_d + L_q \frac{di_q}{dt} + p\omega \Phi_m \quad (3-5)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p [\Phi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (3-6)$$

Em que:

- $L_d, L_q$ : indutâncias no eixo d e q (H);
- $R_s$ : resistência dos enrolamentos estatóricos ( $\Omega$ );
- $i_d, i_q$ : correntes no eixo d e q (A);
- $v_d, v_q$ : tensões no eixo d e q (V);
- $\omega$ : velocidade angular rotórica ( $\text{rad.s}^{-1}$ );
- $\Phi_m$ : fluxo induzido pelos ímanes permanentes nos enrolamentos (Wb);
- $p$ : número de pares de pólos;
- $T_e$ : binário electromagnético (N.m);

A equação mecânica tem que ter em consideração o coeficiente mecânico conjunto e o coeficiente de atrito conjunto da máquina síncrona de ímanes permanentes e a turbina que são montados todos sobre o mesmo veio:

$$T_e - T_m = J \frac{d\omega}{dt} + F\omega \quad (3-7)$$

Em que:

- $T_m$ : Binário mecânico da carga (N.m);
- $J$ : Coeficiente mecânico conjunto de PMSG, veio e turbina ( $\text{kg.m}^2$ );
- $F$ : Coeficiente de atrito conjunto de carga, PMSG, veio e turbina ( $\text{N.m.s.rad}^{-1}$ );

### 3.2.1.c - Conversor do lado da máquina

De forma a ser possível injectar a potência produzida pela máquina síncrona de ímãs permanentes, há que fazê-la passar por um conversor bidireccional e um inversor, de modo a transformar um sinal AC de frequência variável, proveniente da máquina, num sinal AC adequado a ser entregue à rede. O conversor do lado da máquina (*machine side converter*) é responsável pelo controlo da PMSG em termos de velocidade de rotação e factor de potência [27]. A figura 3.2 representa esquematicamente o conversor do lado da máquina, bem como a sua estrutura de controlo. A máquina funciona juntamente com um sistema de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) sobre a sua curva característica que relaciona velocidade de vento ( $v$ ), velocidade de rotação do rotor ( $\omega$ ) e potência ( $P$ ), de modo a extrair o máximo de potência para um determinado regime de vento. O erro da velocidade da PMSG, relativamente à velocidade de referência (que neste caso é a velocidade de rotação corresponde à potência óptima), é usado de forma a dar a referência de corrente  $i_q$ , que será fornecida a um controlador PI de forma a regular  $v_q$  e, assim, a velocidade de rotação da máquina. A corrente  $i_{d\text{ref}}$  pode ser calculada por outro controlador de forma a garantir factor de potência unitário à saída da PMSG.

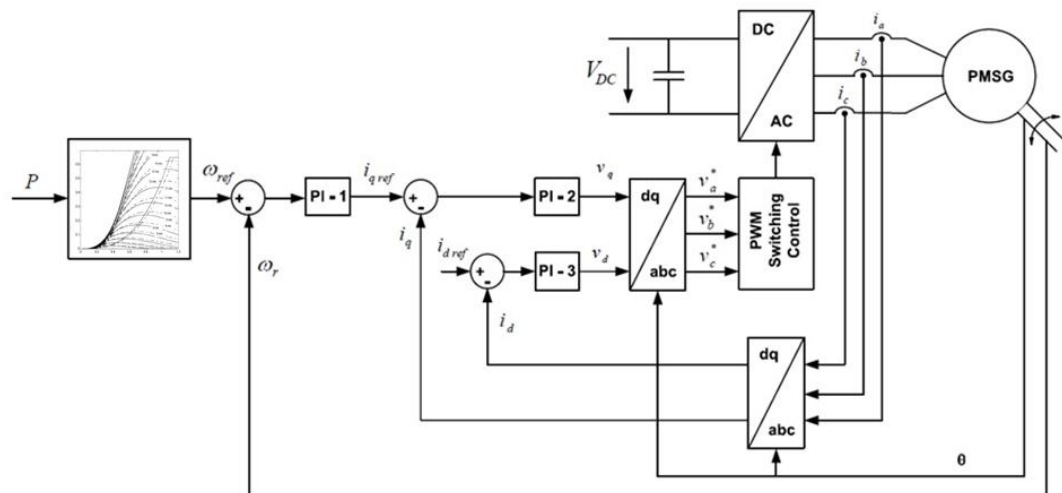


Figura 3.2- Diagrama de controlo do Conversor do lado da máquina

### 3.2.1.d - DC-link e Conversor do lado da rede

O controlo levado a cabo pelo inversor é uma acção coordenada do *DC-link* e da sequência CA/CC/CA. Desta forma, a tensão interna do inversor é controlada de modo a manter a tensão no *DC-link* num valor de referência, bem como um valor de referência para a potência reactiva [2]. Desprezando as perdas, o equilíbrio entre potências no condensador do *DC-link* ( $P_c$ ) será a diferença entre a potência que chega do conversor bidireccional e a potência entregue ao inversor. É de salientar que, actualmente, os sistemas possuem um dispositivo

designado *dump-load*, que é , no fundo, um mecanismo que, por razões de segurança, permite dissipar picos de energia, devido a rajadas de vento. Deste modo, só há trânsito de potência na *dump-load* caso se verifique um regime de vento deste tipo. Para efeitos de representação matemática neste trabalho não foi considerado no modelo a *dump-load*. A figura 3.3 exhibe o que foi explicado anteriormente:

$$P_C = P_{\text{conversor}} - P_{\text{inversor}} \quad (3-8)$$

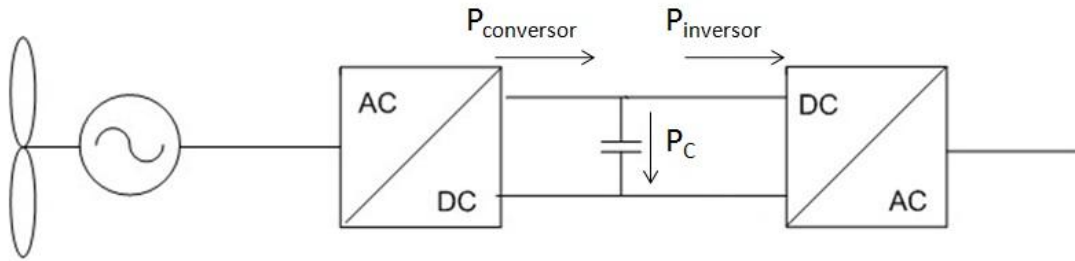


Figura 3.3- Potências no *DC-link*

A potência no condensador do *DC-link* pode ser escrita como [2]:

$$P_C = V_{DC} \times I_{DC} \quad (3-9)$$

Em que  $V_{DC}$  é a tensão no *DC-link* e  $I_{DC}$  é a corrente que atravessa o condensador. A tensão no *DC-link* pode ser calculada através de [2]:

$$V_{DC} = \frac{1}{C} \int I_{DC} dt \quad (3-10)$$

Onde  $C$  é o valor da capacidade do condensador do *DC-link*. Combinando as equações 3.9 e 3.10 e usando a Transformada de Laplace, pode-se modelizar a dinâmica no *DC-link* como aparece representado na figura 3.4 [2]:

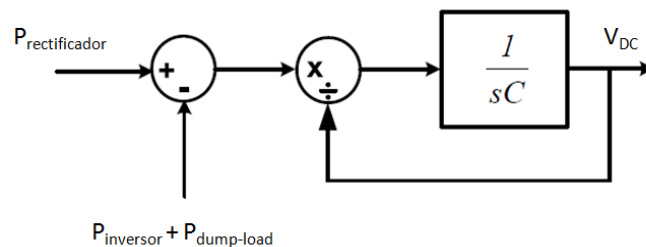


Figura 3.4- Modelo dinâmico do *DC-link*



Torna-se da maior importância referir que o modelo associado ao conversor do lado da rede pode ser abordado por duas vias: como fonte de tensão (modelo *Voltage Source Inverter* - *VSI*), ou como fonte de corrente (modelo *Current Source Inverter* - *CSI* ou *PQ Inverter*). O conversor é tratado como uma fonte de corrente normalmente quando se projecta um sistema de entrega de energia à rede. Tendo em conta este pressuposto optou-se por uma modelização *CSI*.

Apesar de ser possível encontrar modelos mais complexos e detalhados na literatura [28, 29], o ponto fundamental é coberto por esta abordagem. Neste caso, o ponto fulcral é o inversor fornecer uma onda CA adequada, a partir da onda CC do *DC-link*, de forma a ser possível a entrega da potência gerada à rede de distribuição em BT.

Mostram-se na figura 3.5 as principais funções de controlo do conversor do lado da rede. No âmbito do trabalho, considerou-se que o micro gerador é ligado à rede por intermédio de um sistema de conversão monofásico.

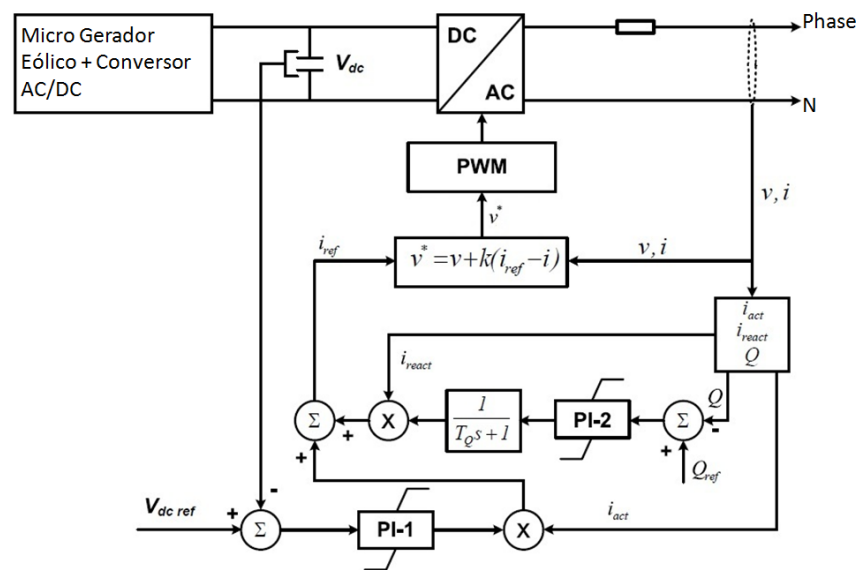


Figura 3.5- Diagrama do controlo do conversor do lado da rede

O controlo do conversor do lado da rede, apresentado na figura 3.5, é, como já foi referido anteriormente, implementado como uma fonte de corrente controlada. As componentes normalizadas da corrente  $i_{act}$  e  $i_{react}$  respectivamente, em fase e quadratura com a tensão terminal do inversor, são determinadas mediante a utilização de algoritmos de condicionamento de sinal adequados [30, 31]. A amplitude da componente activa da corrente  $i_{act}$  é utilizada de forma a permitir o controlo da potência activa injectada pelo inversor, sendo esta condicionada pelas variações de tensão no *DC-link*; ou seja, ao haver variações na

produção na máquina síncrona de ímanes permanentes, há variações na tensão do *DC-link* que são acomodadas pela resposta do controlador PI - 1. De forma semelhante, a amplitude da componente reactiva da corrente  $i_{\text{react}}$  é usada de modo a permitir o controlo da injeção de potência reactiva por parte do inversor, através da actuação sobre o controlador PI - 2, sensível ao erro observado na potência reactiva de saída do inversor relativamente ao valor de referência [2].

### 3.2.2 - Rede de Baixa Tensão

A rede de baixa tensão modelizada engloba a rede a montante (rede de MT e posto de transformação de onde deriva a rede de BT), as linhas (canalizações), os barramentos, as cargas, bem como unidades de microprodução. A alimentação das cargas quanto à sua potência activa e reactiva é garantida pelo PT correspondente.

### 3.2.3 - Canalizações

As canalizações da rede de BT, sendo trifásicas com neutro, foram modelizadas através de elementos do tipo RL. O modelo seleccionado podia ser do tipo RL série, ou RL paralelo; na secção 3.3.3 é explicada a razão que levou a escolha a incidir no RL paralelo.

Para ser possível usar o modelo RL paralelo já referido anteriormente e visto que a modelização corrente das linhas consiste num modelo do tipo RL série, foi necessário obter uma relação entre ambas as representações [3], considerando que em regime permanente terá de existir igualdade de impedâncias em qualquer um dos casos:

$$R + j\omega L = \frac{jR'\omega L'}{R' + j\omega L'} \quad (3-11)$$

Onde:

- **R**: representa a resistência da linha no modelo RL série;
- **L**: representa a indutância da linha no modelo RL série;
- **R'**: representa a resistência da linha no modelo RL paralelo;
- **L'**: representa a indutância da linha no modelo RL paralelo;
- **$\omega$** : é a frequência angular;

obtendo-se:

$$R' = \frac{\omega^2 L^2 + R^2}{R} \quad (3-12)$$

$$L' = \frac{\omega^2 L^2 + R^2}{\omega^2 L} \quad (3-13)$$

### 3.2.4 - Cargas

Os modelos usados para as cargas, tanto para cargas monofásicas como trifásicas, consistiram num simples ramo RL série.

### 3.2.5 - Rede a montante

A rede de distribuição BT foi modelizada para jusante do quadro geral de BT do PT, que foi modelizado como uma fonte de potência infinita fornecendo um sistema trifásico equilibrado de tensões (neutro acessível) em série com impedância, determinada com base na potência de curto-circuito no barramento de BT do posto de transformação.

### 3.2.6 - Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa

Como foi referido anteriormente, neste nível de tensão como  $R \gg X$ , de forma a controlar efectivamente a tensão, é necessário actuar sobre a potência activa injectada na rede. Desta forma, o bloco limitador de potência fornecerá o valor máximo admissível para a injeção por parte da micro-fonte. Trata-se de um controlador local, uma vez que não tem como base do seu funcionamento uma acção conjunta de todas as micro-fontes actuando, exclusivamente, naquela que lhe está afecta. Dado o princípio de acoplamento entre a potência activa e a tensão verificado nas redes de BT, o bloco transmite uma ordem de redução de injeção de potência activa proveniente de uma micro-fonte em função da tensão terminal. A expressão matemática modelizada é do tipo [3]:

$$P_{m\acute{a}x} = P_{\mu G} - K_p(V_R - V_L) \quad (3-14)$$

Onde:

- $P_{m\acute{a}x}$ : é a potência máxima limite de saída permitida para cada unidade de microgeração;
- $P_{\mu G}$ : é a potência que efectivamente pode ser produzida por cada unidade de microgeração;
- $K_p$ : é o ganho proporcional do sistema de controlo;
- $V_R$ : é a tensão terminal da unidade de microgeração;
- $V_L$ : é o valor limite de tensão em cada nó da rede (1.1 p.u.);

É de referir que esta regra de controlo só será activa quando  $V_r > V_L$ , ou seja, quando a tensão terminal de um micro-gerador ultrapassar o limite regulamentar da tensão na rede. Caso contrário, a regra de controlo não é activada, pelo que a unidade de microgeração pode injectar na rede toda a potência que o recurso primário disponibiliza. É de salientar que este

sistema de controlo actua como uma estratégia de controlo local. O modelo engloba um sistema de controlo PI.

A parte proporcional é devida ao facto de a saída ser proporcional ao sinal de erro. Neste caso o erro é definido como a diferença entre o *set-point* e o valor actual da grandeza, isto é,  $V_R - V_l$ , quando a regra de controlo está activada. Se não houver diferença entre *set-point* e o valor actual da grandeza, ou seja, erro nulo, significa que a grandeza a ser controlada está estabilizada no valor de referência, não necessitando, portanto, de nenhuma actuação do controlador [3].

É adoptada ainda uma malha integral de modo que, em conjunto com controlador proporcional, seja garantido que os valores de tensão se encontram dentro dos limites regulamentares. [3].

A figura 3.6 ilustra o princípio do controlador PI proposto para o controlo local da tensão.

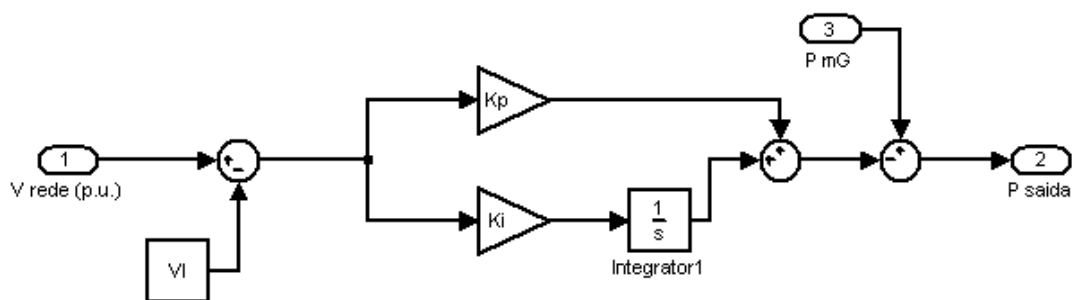


Figura 3.6- Diagrama de blocos das malhas do controlador PI.

### 3.3 - Implementação dos modelos em ambiente MATLAB/Simulink

Na secção anterior foram apresentados os modelos matemáticos que representam o comportamento dos vários componentes utilizados. Nesta secção pretende-se ilustrar todos os modelos utilizados do ponto de vista da implementação em ambiente *MATLAB/Simulink*. Recomenda-se, assim, a consulta da secção anterior sempre que surjam dúvidas sobre a modelização utilizada.

É de salientar neste ponto que alguns blocos possuem aquilo que se chama, em ambiente *Simulink*, a funcionalidade *Mask*. Os blocos que possuem esta *Mask* permitem a alteração simples dos parâmetros dos modelos que se escondem por detrás do bloco. De forma a poder ver o que se encontra efectivamente no bloco é necessário executar um *click* no botão direito do rato e seleccionar a opção *Look Under Mask*. Outros blocos, por seu lado, não possuem esta *Mask* e, dessa forma, através de um duplo *click* no botão esquerdo do rato é possível ver de forma imediata o que “escondem”.

### 3.3.1 - Sistema de microgeração do tipo eólico

Tal como já foi referido anteriormente, o sistema de microgeração do tipo eólico é composto por um conjunto de vários componentes. Nesta secção, começa por apresentar-se o sistema na sua globalidade, passando de seguida para a análise de cada um dos seus elementos.

O modelo adoptado segue uma tipologia como a apresentada na figura 3.7:

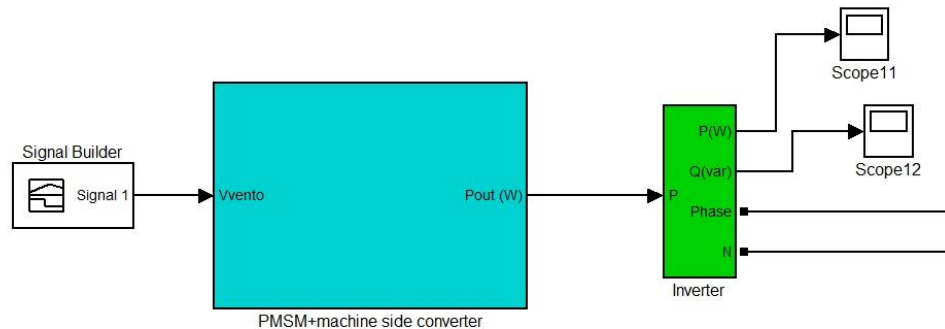


Figura 3.7- Sistema de microgeração do tipo eólico em ambiente *MATLAB/Simulink*

Em que:

- **Signal Builder:** fornece a informação sobre a velocidade instantânea de vento considerada na simulação (m/s);
- **PMSM+machine side converter:** engloba o modelo da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes bem como o modelo do conversor do lado da máquina (conversor CA/CC - conversor bidireccional);
- **Inverter:** engloba o modelo do *DC-link* e o modelo do conversor do lado da rede (conversor CC/CA - inversor);

#### 3.3.1.a - Signal Builder

Este bloco fornece um sinal numérico contínuo e foi utilizado de forma a prover o bloco *PMSM+machine side converter* com informação relativa à velocidade instantânea do vento.

De forma a criar um regime de vento podem-se facilmente seleccionar as coordenadas em função do valor e do tempo. Este tipo de bloco segue uma apresentação como a que se apresenta na figura 3.8 (note-se que os valores exibidos são puramente exemplificativos):

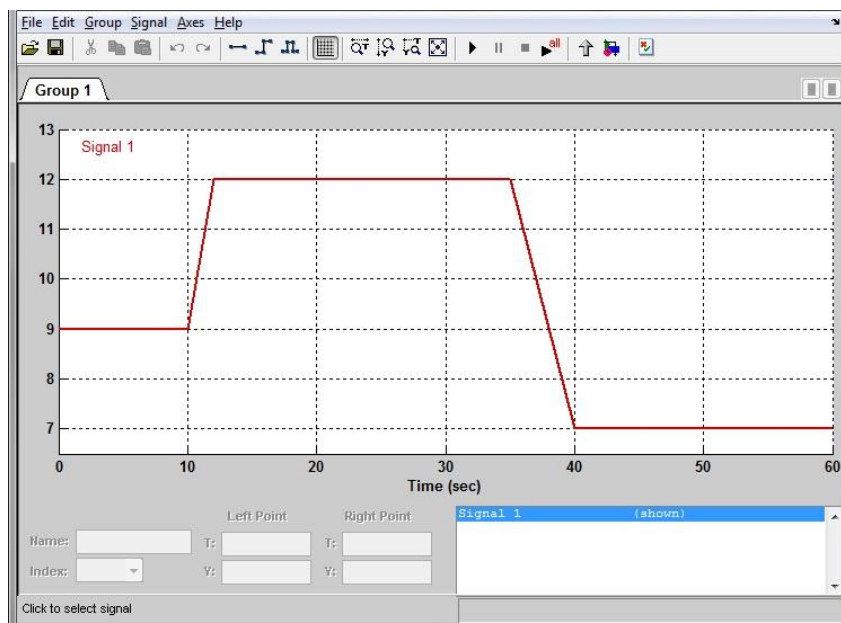


Figura 3.8- Signal Builder

### 3.3.1.b - PMSM + machine side converter

Neste bloco é integrado o modelo da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes e o conversor do lado da máquina, bem como a estratégia de controlo apresentada na secção 3.2.1.c.

Este sistema não possui, na implementação seguida, *Mask* e desta forma efectuando duplo *click* sobre o bloco pode abrir-se o sistema apresentado no Anexo A.

Focando agora o bloco interno que modeliza a Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes, segundo a implementação seguida, este possui *Mask*. Os parâmetros que podem ser alterados são exibidos na figura 3.9 (note-se, novamente, que os valores exibidos são puramente exemplificativos).

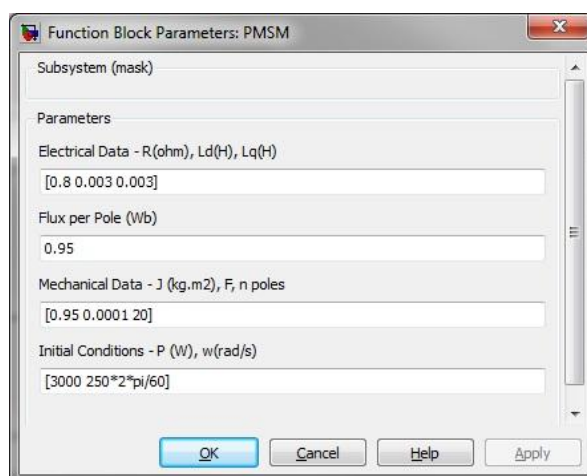


Figura 3.9- Interface da PMSM

Como se pode observar, a implementação adoptada possibilita especificar vários elementos tais como:

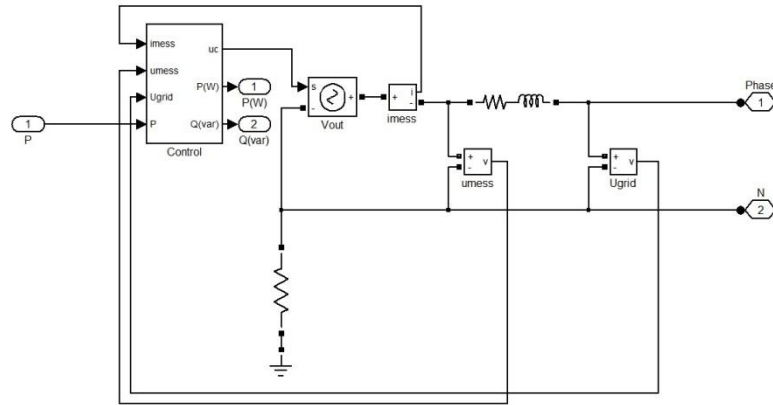
- *Electrical Data*: onde se permite especificar a resistência dos enrolamentos do estator ( $R$ ) em *Ohm* ( $\Omega$ ), a indutância no eixo d ( $L_d$ ) e a indutâncias no eixo q ( $L_q$ ) em *Henry* (H);
- *Flux per Pole (Wb)*: onde se pode particularizar o valor do fluxo por pólo rotórico em *Weber* (Wb);
- *Mechanical Data*: onde pode ser definido o valor do Coeficiente de Inércia ( $J$ ) em quilograma metro quadrado ( $\text{kg.m}^2$ ), o Coeficiente de Atrito ( $F$ ) em Newton metro segundo por radiano ( $\text{N.m.s.rad}^{-1}$ ) e o número de pólos do rotor da máquina (quantidade adimensional);
- *Initial Conditions*: campo onde podem ser especificadas as condições iniciais de funcionamento da máquina, indicando a potência activa inicial em *Watt* (W) e a velocidade de rotação inicial do rotor da máquina em radiano por segundo ( $\text{rad/s}$ );

Desta forma, é possível ensaiar várias máquinas quanto ao seu funcionamento por simples alteração dos valores dos vários componentes [32].

Para finalizar, é de salientar que o bloco *PMSM+machine side converter* tem como entrada a velocidade de vento ( $V_{\text{vento}}$ ) e como saída o valor da potência activa ( $P_{\text{out}}$  (W)) que será entregue ao *DC-link*.

### 3.3.1.c - *Inverter*

O bloco final da modelização do sistema de microgeração do tipo eólico engloba o modelo do *DC-link* e do conversor do lado da rede. A sua parametrização matemática foi apresentada na secção 3.2.1.d. Este sistema não possui, na implementação seguida, *Mask* e, desta forma, efectuando duplo *click* sobre o bloco pode abrir-se o sistema apresentado na figura 3.10.

Figura 3.10- Conteúdo do bloco *Inverter*

A série de RL representada na figura 3.10 corresponde ao filtro do inversor acoplado à rede. Neste caso, a impedância considerada foi igual a aproximadamente 10% na base da potência do inversor, sendo que os respectivos valores de R e L podem ser obtidos de acordo com as equações (3-15) e (3-16) [3]:

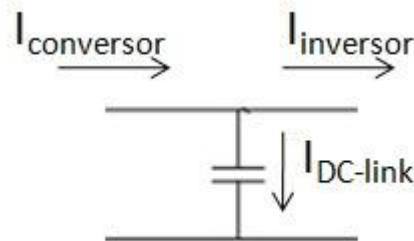
$$X = \omega L = 0,1 \times \frac{U_b^2}{S} \quad (3-15)$$

$$R \approx 0,01 \times (\omega L) \quad (3-16)$$

Atentando agora no bloco *Control* que se encontra dentro do bloco *Inverter*: este bloco engloba entre várias funcionalidades o cálculo da corrente no *DC-link*, através da implementação da lei dos nós (lei de Kirchhoff) enunciado em 3.2.1.d. Desta feita, o cálculo foi simplificado e a implementação em *MATLAB/Simulink* modeliza a equação (3-18).

$$I_{conversor} = I_{DC-link} + I_{inversor} \quad (3-17)$$

$$I_{DC-link} = I_{conversor} - I_{inversor} \quad (3-18)$$

Figura 3.11- Lei dos nós no *DC-link*

A implementação desta divisão de correntes interna ao *DC-link* pode ser vista no interior do bloco *Control*, como é possível observar na figura 3.12.





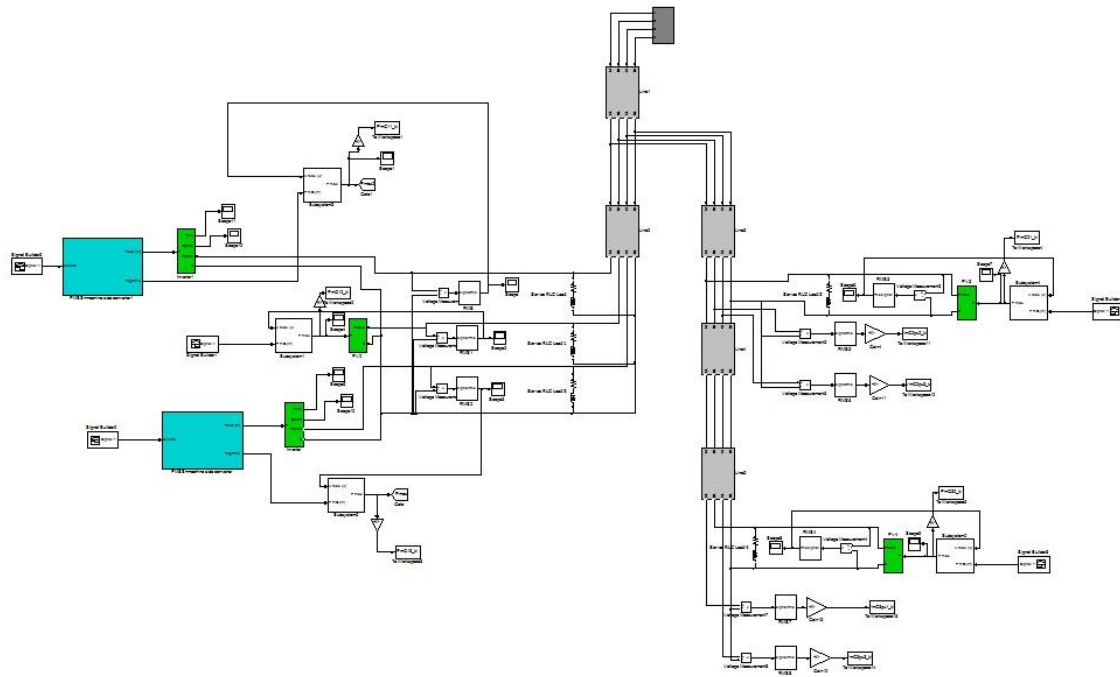


Figura 3.13- Rede de BT em ambiente *MATLAB/Simulink*

### 3.3.3 - Canalizações

Por razões relacionadas com aspectos da simulação, foi adoptado o modelo RL paralelo, uma vez que outros modelos de linhas de transmissão (nomeadamente o modelo RL série) podem causar uma significativa redução da velocidade de execução no ambiente de simulação *MATLAB/Simulink* [2]. Para o caso estudado, considerou-se ainda que a impedância do neutro é igual à impedância das fases. A figura 3.14 mostra as impedâncias das linhas para o modelo utilizado.

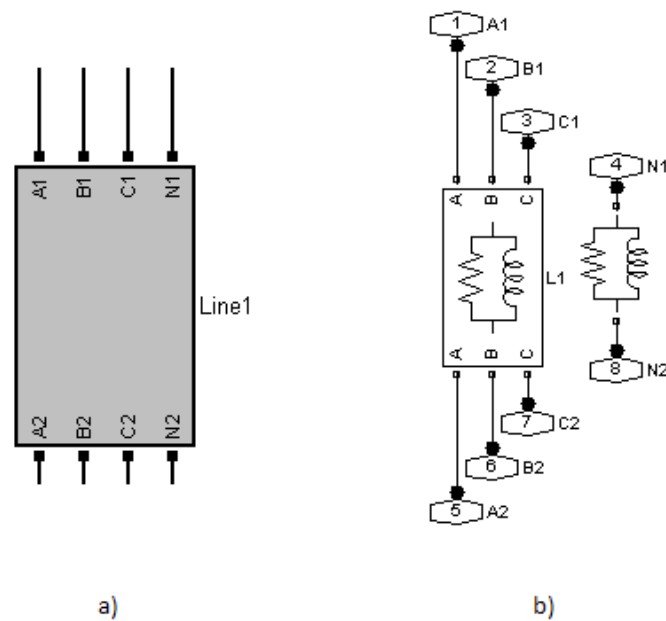


Figura 3.14 a) Bloco representativo de uma linha; b) Impedâncias de fase e impedância de neutro da linha em ambiente *MATLAB/Simulink*

Os cálculos para os elementos RL paralelo estão explicados na secção 3.2.3.

### 3.3.4 - Cargas

Como se referiu na secção 3.2.4, tanto para cargas monofásicas como trifásicas, consistiram num simples ramo RL série. As cargas monofásicas são modelizadas por ramos RL entre a fase e o neutro, as cargas trifásicas são modelizadas por ramos RL entre as três fases e o neutro, como se pode observar na figura 3.15, que ilustra os modelos para as cargas monofásicas e trifásicas.

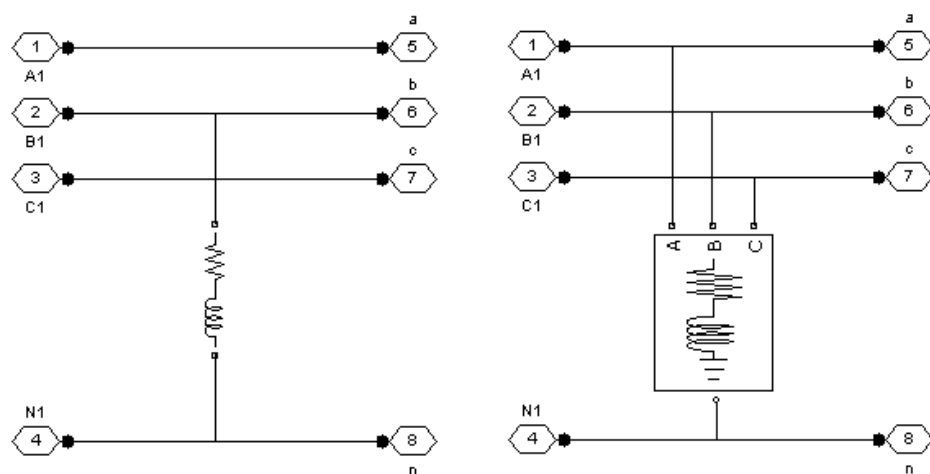


Figura 3.15- Modelo das cargas monofásicas e trifásicas em ambiente *MATLAB/Simulink*

### 3.3.5 - Rede a Montante

Tal como foi referido na secção 3.2.5, a rede a montante modeliza uma fonte de potência infinita fornecendo um sistema trifásico equilibrado de tensões (neutro acessível). A figura 3.16 demonstra essa modelização.

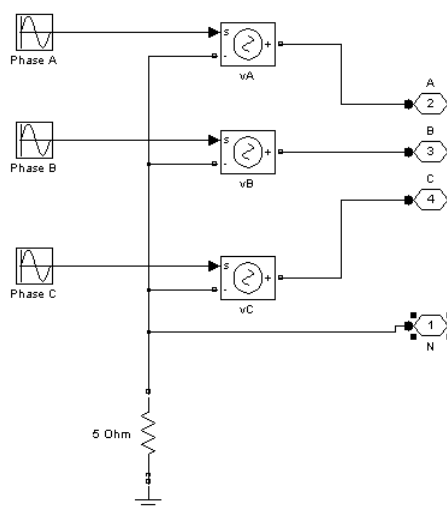


Figura 3.16- Modelo da rede de serviço público em ambiente *MATLAB/Simulink*

### 3.3.6 - Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa

No que diz respeito à representação do bloco de Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa em ambiente *MatLab/Simulink*, é apresentada na figura 3.17 e 3.18.

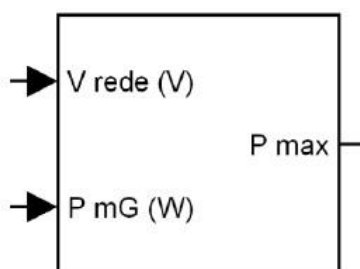


Figura 3.17- Bloco do sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa em ambiente *MATLAB/Simulink*

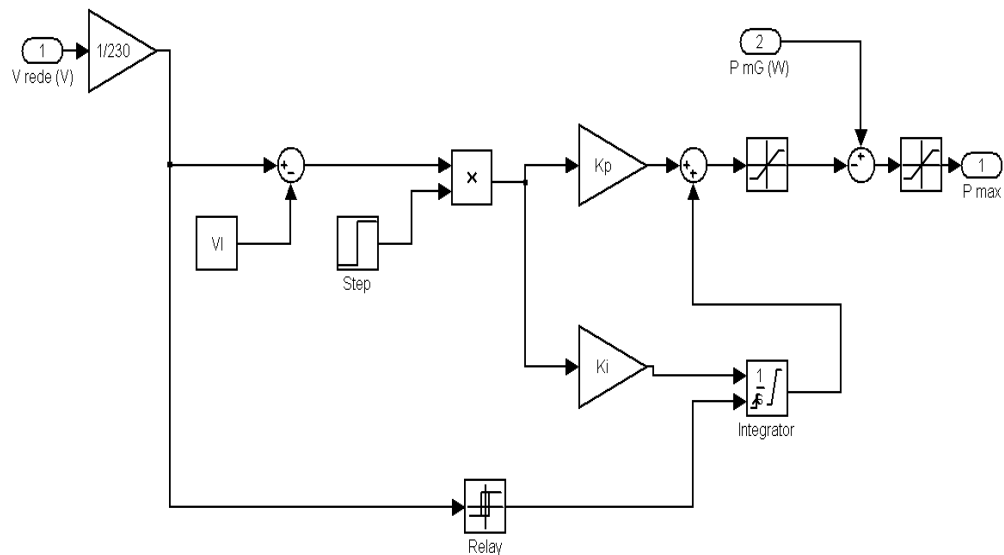


Figura 3.18- Modelização do controlo de tensão

Na figura 3.18 é possível verificar as malhas do controlo proporcional e do controlo integral usadas para o funcionamento do controlo local, onde:

- $K_p$  é o ganho proporcional;
- $K_i$  é o controlo integral;
- $V_l$  é o valor de referência da tensão;
- $V_{rede}$  e  $P_{mG}$  são as variáveis de controlo do controlador;

É possível ver ainda um bloco que representa um degrau e um outro definido como *relay*. O primeiro foi utilizado devido aos transitórios iniciais provocados pelo *MATLAB/Simulink*. Desta forma, elimina a sensibilidade aos mesmos. O segundo, e uma vez que o integrador tem memória, irá servir para controlar a actuação do controlador integral limpando a sua memória e limitando as suas condições iniciais [3].

### 3.4 - Conclusões

Para poder desenvolver estratégias e soluções de controlo local de tensão, é necessário compreender os conceitos e modelos envolvidos, apresentados neste capítulo. A modelização do sistema de microgeração do tipo eólico é particularmente importante, uma vez que é sobre este sistema que as estratégias de controlo desenvolvidas deverão actuar.

A apresentação dos modelos matemáticos e da sua implementação em ambiente *MATLAB/Simulink* surge com o intuito de fornecer uma compreensão abrangente de todos os componentes envolvidos.

O modelo dinâmico do sistema de microgeração do tipo eólico foi descrito e desenvolvida a sua plataforma de simulação em ambiente *MATLAB/Simulink*, para desta forma ser mais simples a identificação de estratégias de controlo a serem instaladas no sistema.

No capítulo seguinte, serão abordadas as estratégias arquitectadas para proceder a um controlo da potência activa injectada pelo sistema de microgeração do tipo eólico na rede.

## Capítulo 4

# Funcionalidades de Controlo de Potência Activa em Sistemas de microgeração do tipo eólico

### 4.1 - Introdução

Como foi referido anteriormente, a integração de unidades de microgeração sobre as redes de distribuição de BT tem vindo a intensificar-se e, como consequência da injeção de potência activa sobre estas redes, pode haver problemas de elevação de tensão a níveis proibitivos, tal como referido anteriormente. Atendendo à necessidade de permitir níveis crescentes de integração de microgeração sobre estas redes e, à semelhança do que já foi referido relativamente ao controlo hierárquico de tensão em Micro-Redes, surge a necessidade da adopção de sistemas de controlo de tensão que:

- permitam garantir níveis adequados de tensão para o funcionamento da rede;
- permitam maximizar os níveis de integração de microgeração, sem que para tal seja necessário recorrer a reforços massivos dessa mesma rede;

Existem várias soluções de controlo já equacionadas, tais como a utilização de sistemas de controlo de potência activa e reactiva, produzidas pela PD, em coordenação com o controlo da tensão ao nível da subestação AT/MT. Contudo, como foi visto anteriormente e segundo [16], para as rede de BT, não é possível controlar a tensão através do controlo de potência reactiva. Isto verifica-se, uma vez que estas redes se caracterizam por serem redes fortemente resistivas e, dessa forma, alterarem o desacoplamento módulo de tensão/potência reactiva e fase de tensão/potência activa, verificado em níveis de tensão mais elevados. Assim, a forma de controlar os níveis de tensão nas redes de BT para níveis adequados é através do controlo de potência activa injectada pelos micro geradores [16].

Como já foi explicado anteriormente, a metodologia de controlo hierárquico de tensão fornece uma solução óptima para o problema em causa uma vez que explora todos os recursos de controlo disponíveis, ao nível da própria rede de BT.

Contudo, este controlo tem as suas limitações; uma vez que é um controlo coordenado, funciona tendo em consideração as características da rede no lado da BT. Existe, então, a necessidade das redes de distribuição em BT estarem bem caracterizadas. Ora, existem dificuldades significativas relativamente à caracterização detalhada dessas mesmas redes. Adicionalmente e a curto prazo, a instalação de algoritmos de controlo deste tipo exigem igualmente alterações significativas ao nível dos centros de controlo de redes, quer ao nível de novas funcionalidades a desenvolver, quer ao nível de *hardware* (incluindo comunicações).

Dado que as redes de BT não se encontram devidamente caracterizadas, a alternativa imediata à metodologia de controlo hierárquica consiste na adopção de um controlo local de tensão (controlo de tensão nodal), que se caracteriza por garantir o controlo dos perfis de tensão das redes de BT, recorrendo apenas a informação que é recolhida no próprio nó de instalação de cada unidade de microgeração.

Como já foi abordado anteriormente, existe já a implementação de um sistema que se designou por “Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa”, que fornece o valor de potência activa máxima que é permitido injectar num determinado nó da rede. Desta forma, o sistema de microgeração abordado no presente trabalho, sistema do tipo eólico, apenas poderá injectar na rede de distribuição de BT a potência activa correspondente à saída deste bloco de modo a evitar problemas de tensão elevada.

Assim, apesar dos sistemas de microgeração do tipo eólico funcionarem em regime normal no modo de MPPT, desenvolveram-se duas abordagens distintas, para efectuar a limitação da potência injectada caso não seja possível injectar na rede a potência activa máxima correspondente a um determinado regime de vento.

No presente capítulo são abordadas as várias funcionalidades de controlo de um sistema de microgeração do tipo eólico, bem como as suas implementações em ambiente *MATLAB/Simulink*.



## 4.2 - Controlo de Potência Activa

### 4.2.1 - Maximum Power Point Tracking

Tal como é conhecido para os sistemas de microgeração solares fotovoltaicos, também os sistemas de microgeração do tipo eólico utilizam, internamente, mecanismos de seguimento de ponto de funcionamento de potência máxima. No âmbito deste trabalho usar-se-á a terminologia anglo-saxónica de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT).

Os algoritmos de MPPT podem diferir quanto ao seu grau de complexidade, sensores que utilizam e velocidade de convergência. Há também que ter em consideração que, dependendo da máquina, do regime de vento para o qual estão projectados para funcionar e outros factores, terão de ser feitos ajustes específicos aos parâmetros do algoritmo [2]. No âmbito do presente trabalho assume-se que o sistema de MPPT fornecerá a velocidade de rotação de referência, que a PMSG procurará seguir. Como estes são sistemas que procuram seguir o ponto de potência máxima, essa velocidade de referência será a óptima para o regime de vento verificado num determinado instante.

Através de um módulo MPPT associado ao conversor do lado da máquina, obtêm-se um mecanismo de controlo que permite para cada regime de vento extrair o MPP da máquina. Na figura 2.1 podem observar-se as curvas de potência/velocidade angular de uma PMSG associada a um sistema de microgeração do tipo eólico, em função da velocidade de vento (note-se que os valores exibidos são puramente exemplificativos).

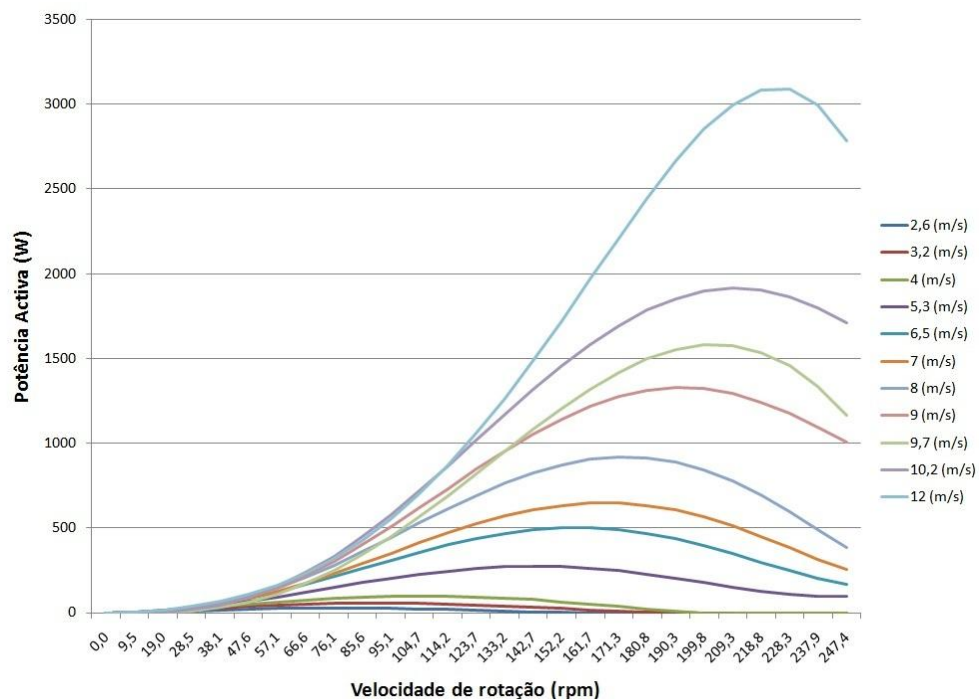


Figura 4.1- Curvas potência/velocidade angular em função da velocidade do vento

Como se pode observar para um determinado regime de vento, dependendo da velocidade de rotação do rotor da máquina, podem obter-se diferentes valores de potência activa aos terminais da mesma. Assim, através do uso de um sistema de controlo MPPT, a velocidade da PMSG ajusta-se à velocidade óptima que garante a curva MPPT representada na figura 4.2.

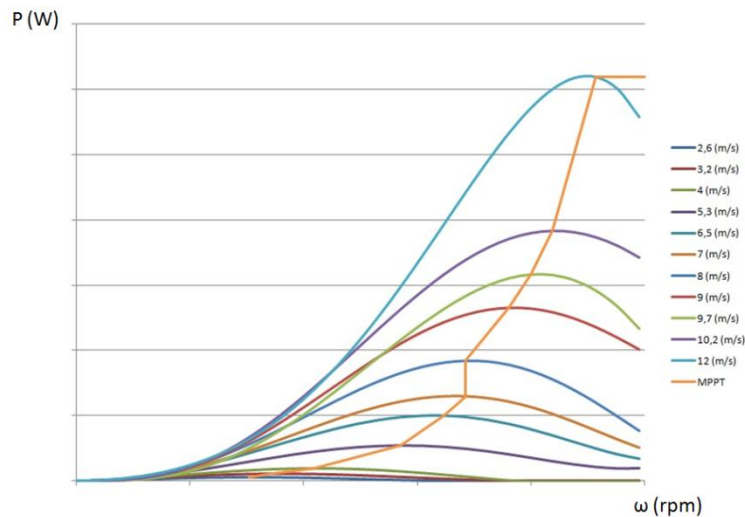


Figura 4.2- Curvas de potência/velocidade angular em função da velocidade de vento e curva MPPT

Apesar de actualmente os sistemas comercializáveis de micro geradores eólicos possuírem um controlo deste tipo, de modo a extraírem o máximo de energia possível para um determinado regime de vento, não são conhecidos os algoritmos utilizados pelos fabricantes. No entanto, são conhecidas abordagens através do uso de redes neuronais [33], ou através da definição efectiva das curvas de potência/pontos óptimos. No âmbito deste trabalho optou-se por definir efectivamente as curvas de potência e as velocidades de rotação óptimas para cada regime de vento. Dessa forma, desenvolveu-se um sistema de controlo MPPT simples, de modo a fornecer uma referência de velocidade de rotação à PMSG.

#### 4.2.2 - Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes

Como foi referido na secção anterior (4.2.1), em condições normais de funcionamento a PMSG procurará seguir a velocidade de rotação óptima de modo a poder gerar o máximo de potência activa para um determinado regime de vento. Uma vez que as redes de distribuição em BT são fortemente resistivas, pode suceder que a potência gerada leve a que as tensões nodais ultrapassem os valores aceitáveis, sendo então necessário limitar esta injeção de potência activa. Como também já foi referido anteriormente desenvolveram-se dois métodos de controlo de potência activa, admitindo que o sistema de microgeração do tipo eólico recebia um *set point*, que seria a potência máxima que poderia injectar na rede. Neste

trabalho admitiu-se que esta informação seria fornecida pelo “Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa” explorado em [3].

O primeiro método que se equacionou e desenvolveu foi designado como “Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes” e baseia-se no facto de, sendo a máquina utilizada uma máquina síncrona de velocidade variável, dependendo da velocidade de rotação do rotor, ter-se-ão diferentes valores de potência activa à saída. Desse modo, sabendo a potência máxima que se poderá injectar num determinado instante e o regime de vento verificado nesse mesmo instante poderá determinar-se a velocidade de rotação adequada para a PMSG.

Desta forma, não se fará um uso optimizado da energia disponibilizada pelo recurso eólico, mas limitar-se-á a potência activa para o valor que é possível injectar nesse momento. A figura 4.3 ilustra esta situação.

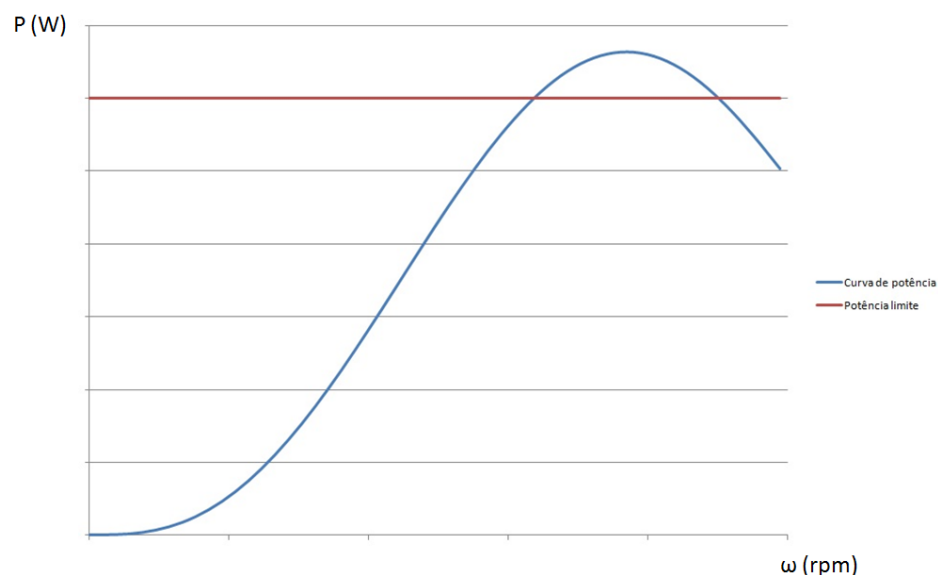


Figura 4.3- Curva de potência com limitação

Como se pode observar, a linha vermelha na figura 4.3 exhibe o valor máximo que pode ser injectado na rede num determinado instante. Admitindo que o sistema de MPPT está a funcionar, a PMSG estará a funcionar no máximo da Curva de Potência, logo, num valor inadmissível, torna-se então necessário mudar o ponto de funcionamento. A figura 4.4 exhibe as alternativas.

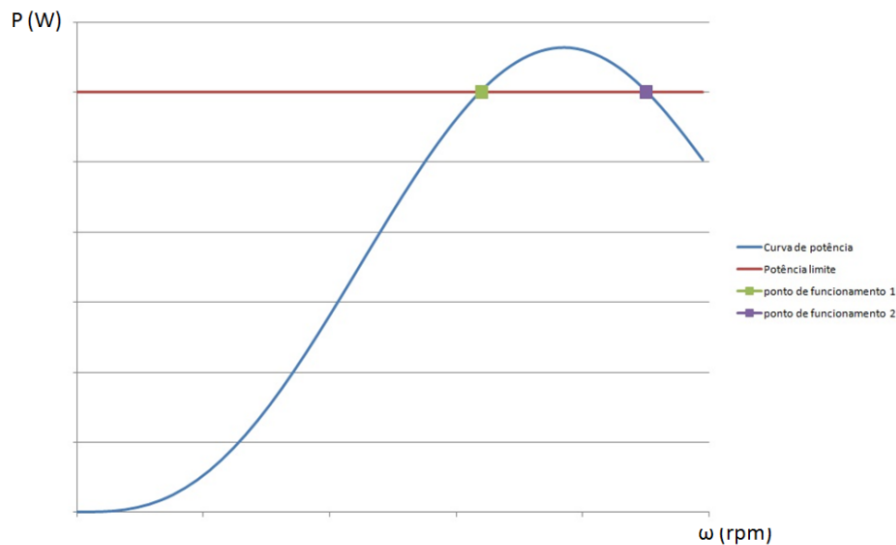


Figura 4.4- Curva de potência com pontos de funcionamento possíveis

A máquina terá de operar num ponto em que injecte no máximo o valor permitido pela linha “Potência limite”. Como o objectivo é sempre gerar o máximo de potência permitida, admite-se que a PMSG funcionará num de dois pontos. Esses pontos são assinalados na figura 4.4 e designados “ponto de funcionamento 1” e “ponto de funcionamento 2”.

Por uma questão de estabilidade de funcionamento da PMSG, admite-se que a velocidade de rotação ( $\omega$ ) máxima que esta pode tomar para um regime de vento é aquela que se verifica quando funciona em MPPT. Desta forma, admite-se que uma redução da potência activa injectada implica uma diminuição da velocidade de rotação da máquina. Assim, o ponto de funcionamento admitido para a máquina será o exibido na figura 4.5.

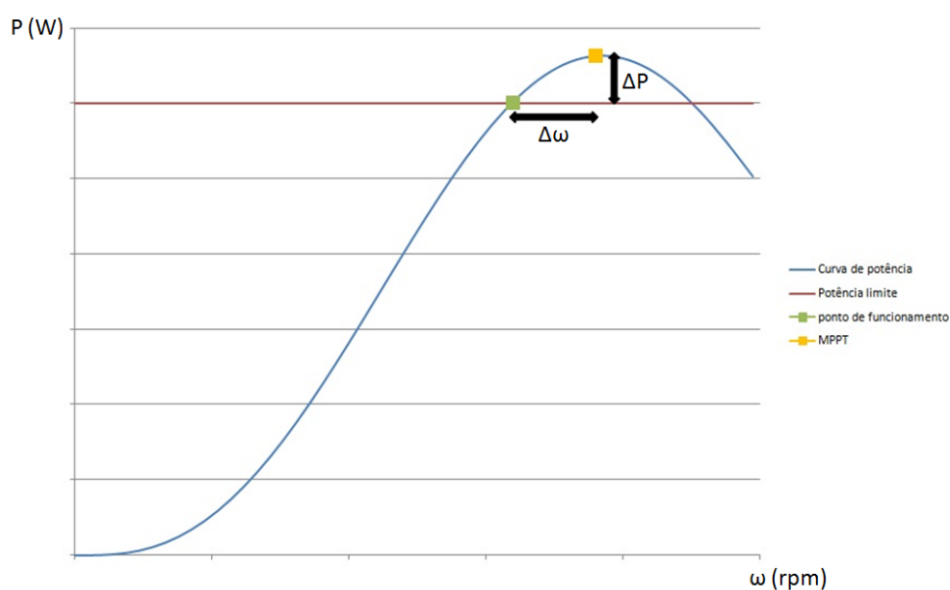


Figura 4.5- Curva de potência com ponto de funcionamento admitido

Pretende-se então que a máquina diminua a sua produção de potência activa de  $\Delta P$ . Com esse intuito, diminuir-se-á a velocidade de rotação de referência de  $\Delta\omega$ . Dessa forma, a velocidade de rotação de referência a fornecer à máquina não será  $\omega_{ref} = \omega_{\text{ótimo}}$  mas antes  $\omega_{ref} = \omega_{\text{ótimo}} - \Delta\omega$  (4-1).

Uma vez que este é um cálculo dinâmico, porque a velocidade de rotação da máquina não varia instantaneamente de um valor para outro, o cálculo da nova velocidade de rotação da máquina será feita de modo cíclico.

Para fornecer de forma dinâmica um valor de referência para a velocidade de rotação da máquina utilizou-se um bloco empregando um controlador PI. Na figura 4.6 exibe-se de forma esquemática o tipo de controlador desenvolvido.

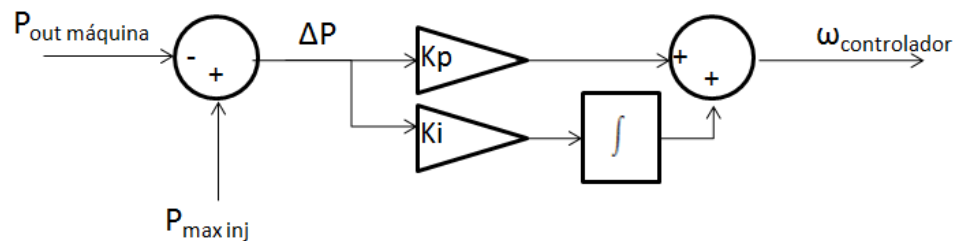


Figura 4.6- Estratégia de cálculo de  $\omega$  do controlador

Como é usual em controladores PI existe um valor de referência, neste caso, a Potência máxima possível injectar ( $P_{\text{max inj}}$ ) é comparada com o valor medido, neste controlador a Potência de saída da PMSG ( $P_{\text{out máquina}}$ ) e é gerado um erro ( $\Delta P$ ). Este erro é multiplicado por uma constante  $K_p$  para obter a parcela referente ao ganho proporcional. Paralelamente, o erro é integrado e multiplicado por uma constante  $K_i$  para obter a parcela integral. Estas duas parcelas são somadas para obter o valor de comando, aqui designado por  $\omega_{\text{controlador}}$  que será aplicado a um processo de controlo, para determinar a velocidade de rotação de referência num determinado instante.

Seguindo esta abordagem, o cálculo da velocidade de referência da máquina será um pouco diferente do enunciado anteriormente. Uma vez que  $P_{\text{max inj}} \leq P_{\text{out máquina}}$ , no caso de ser necessário limitar a potência activa, o valor de  $\Delta P$  e consequentemente de  $\omega_{\text{controlador}}$  virá negativo. Dessa forma, o valor da velocidade de rotação de referência será  $\omega_{ref} = \omega_{\text{ótimo}} + \omega_{\text{controlador}}$ . Através desta estratégia de controlo a potência de saída da PMSG será igual ao valor tolerado pela rede  $P_{\text{out maq}} = P_{\text{max inj}}$ . É de referir que para o caso de não haver problemas de tensão no nó a montante, o “Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa” permitirá que  $P_{\text{max inj}} = P_{\text{out máximo máquina}}$ . Desse modo  $\omega_{\text{controlador}} = 0$  e o sistema funcionará em modo MPPT.

### 4.2.3 - Controlo por armazenamento de potência excedente em Baterias

O segundo método de controlo de potência activa difere em diversos factores do apresentado na secção anterior, 4.2.2. Trata-se, novamente, da necessidade de desenvolver um mecanismo que permita limitar a injeção de potência activa, num determinado momento. Admite-se novamente que o “Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa” fornece o *set point* ao sistema de microgeração do tipo eólico.

Para este modo de controlo admite-se que a PMSG funciona sempre em MPPT, isto é, para cada regime de vento, a velocidade de referência fornecida à máquina é a velocidade de rotação óptima para o regime de recurso eólico verificado nesse instante. Uma vez que ocorrem situações em que não é possível fornecer toda esta potência/energia à rede, é necessário acomodá-la, ou dissipá-la. Como a energia é um bem escasso e deve ser a todo o custo conservado, torna-se interessante uma solução em que seja possível armazená-la. Dessa forma, a solução apresentada propõe o uso de baterias para acumulação de energia, quando não é possível entregá-la à rede.

Com essa intenção, assume-se que é colocado um conjunto de baterias em paralelo com o *DC-link* de modo a armazenar a energia. Na figura 4.6 é representada esquematicamente a ideia subjacente a este modo de controlo.

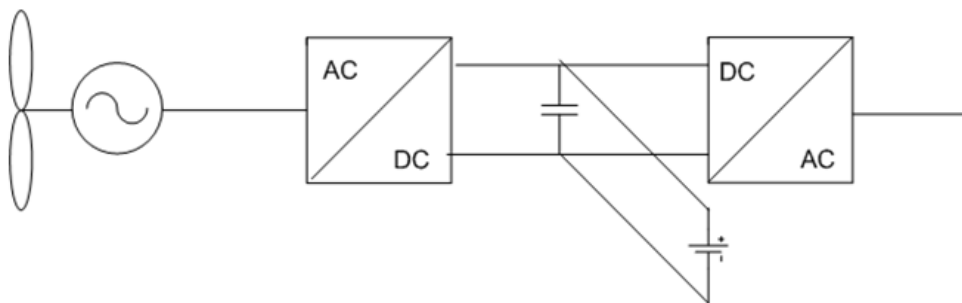


Figura 4.7- Sistema de microgeração do tipo eólico com inserção de baterias

Desta forma, o excesso de potência produzido pela PMSG servirá para alimentar o conjunto de baterias instaladas em paralelo com o *DC-link*.

Torna-se fundamental arquitectar dois modos de funcionamento adicionais: um, que simule o comportamento do sistema quando não é possível injectar potência na rede e dessa forma carregue as baterias, e outro, que emule um cenário em que se pode injectar toda a produção do micro gerador eólico e uma potência de adicional proveniente das baterias, isto é, uma situação em que se proceda à descarga das baterias.

### 4.2.3.a - Fase de Carga

Torna-se então fundamental que a potência que não pode ser entregue à rede sirva para carregar as baterias. O que se pretende calcular é, então,  $P_{out\ máquina} - P_{max\ inj} = P_{baterias}$  (4-2).

Desta forma a potência injectada na rede será somente a permitida pelo “Sistema de controlo da tensão nodal em função da Potência Activa”, ficando o excesso nas baterias. O cálculo será feito ciclicamente. A figura 4.8 mostra o trânsito de potência no *DC-link*.

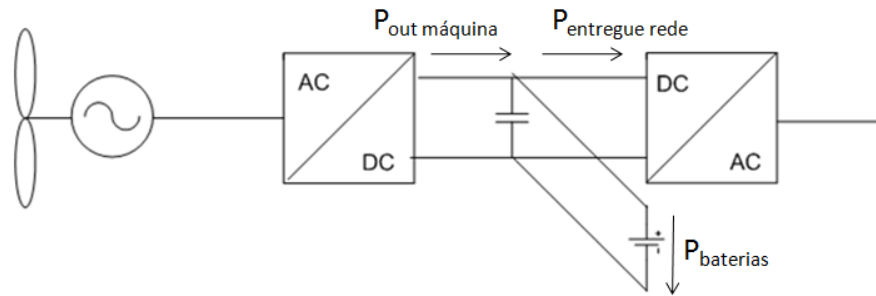


Figura 4.8- Trânsito de potências no *DC-link*, na fase de carga, do sistema de microgeração do tipo eólico com baterias

De modo a não criar problemas técnicos à rede e para um funcionamento correcto, teremos de ter  $P_{entregue\ rede} = P_{max\ inj} = P_{out\ máquina} - P_{baterias}$  (4-3).

Na figura 4.9 mostra-se a estratégia adoptada para a fase de carga das baterias.

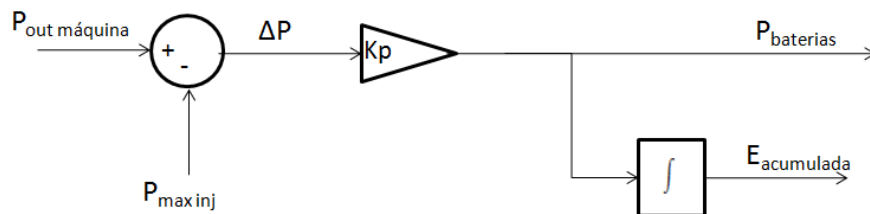


Figura 4.9- Estratégia de cálculo da Potência de carga das baterias

Neste caso, utilizou-se um controlador proporcional. Através da diferença entre a potência produzida no micro gerador eólico ( $P_{out\ máquina}$ ) e a potência máxima permitida na injeção na rede ( $P_{max\ inj}$ ) podemos calcular a potência que deverá ser encaminhada para as baterias. Este valor é multiplicado por uma constante  $K_p$  para obter a parcela referente ao ganho proporcional. É ainda calculado o valor da energia acumulada nas baterias, procedendo simplesmente ao integral da potência ao longo do tempo, de modo a fornecer uma referência para a fase de descarga, explicada de seguida.

### 4.2.3.b - Fase de Descarga

Uma parte fundamental do “Controlo por inserção de baterias” é a fase em que se procede à injeção da energia acumulada na rede. Para isso acontecer, é necessário que a combinação da potência gerada no micro gerador eólico e a proveniente das baterias não leve a tensão nodal a montante para valores proibitivos. Na figura 4.10 mostra-se o trânsito de potências no *DC-link* na fase de descarga das baterias.

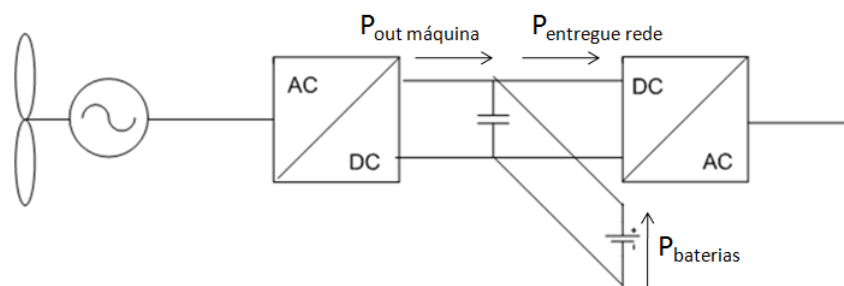


Figura 4.10- Trânsito de potências no *DC-link*, na fase de descarga, do sistema de microgeração do tipo eólico com baterias

Desta forma teremos que  $P_{entregue\ rede} = P_{out\ máquina} + P_{baterias} \leq P_{max\ possível\ injectar}$  (4-4), de modo a não elevar as tensões para valores intoleráveis.

Como o ponto fulcral nesta fase de descarga é saber se as tensões da rede permitem a injeção de potência proveniente do micro gerador eólico acrescida da potência das baterias, o controlador desenvolvido para a descarga tem como base a tensão nodal a montante.

Na figura 4.11 exibe-se o controlador desenvolvido.

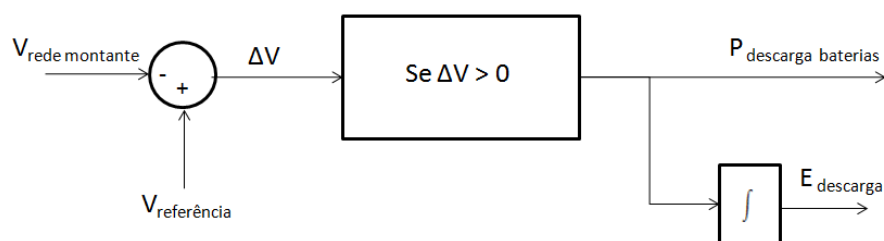


Figura 4.11- Estratégia para injeção da potência das baterias

Como se pode observar na figura 4.11, através da condição  $\Delta V > 0$  garante-se que apenas haja injeção de potência por parte das baterias no caso de a tensão da nodal a montante ser inferior a um valor de referência da tensão. O cálculo da energia presente nas baterias já utilizada ( $E_{descarga}$ ) é fundamental para poder gerar uma condição que terá de ser anterior ao bloco apresentado na figura 4.11. Essa condição está relacionada com o facto de que quando a energia armazenada nas baterias se esgotar, já não se poder proceder à injeção de



potência (neste caso  $P_{\text{descarga baterias}}$ ). Desta forma, se  $E_{\text{acumulada}} = E_{\text{descarga}}$  ou, de outra forma  $E_{\text{acumulada}} - E_{\text{descarga}} = 0$  o controlador não funcionará e a injeção de potência na rede será apenas a proveniente do micro gerador eólico nesse momento. Ao verificar-se essa condição ter-se-á  $P_{\text{entregue rede}} = P_{\text{out máquina}}$ . Note-se que o valor da energia acumulada ( $E_{\text{acumulada}}$ ) foi exibido na figura 4.9 e explicado na secção 4.2.3.a.

Há ainda que ter em consideração que o conversor do lado da rede (conversor CC/CA) terá de ser sobredimensionado, porque existe o cenário em que através dele passa a potência máxima que a máquina síncrona de ímanes permanentes pode produzir, acrescida da potência de descarga das baterias.

### 4.3 - Implementação das funcionalidades de controlo em ambiente *MATLAB/Simulink*

Na secção anterior, 4.2, foram expostas as estratégias de controlo de potência activa que se equacionaram no âmbito do presente trabalho. Nesta secção, pretende-se explicar o modo como estas estratégias foram desenvolvidas, do ponto de vista da implementação em ambiente *MATLAB/Simulink*. Recomenda-se, assim, a consulta da secção anterior sempre que surjam dúvidas sobre os pormenores de cada modo de controlo.

Para todos os modos de controlo fez-se a inserção de um bloco de controlo dentro do bloco *PMSM+machine side converter*, explicado na secção 3.3.1.b; a este bloco chamou-se *Controller*. O bloco *Controller* é diferente, dependendo do método de controlo que se implementou. No modo de controlo por inserção de baterias teve ainda de se proceder a outras alterações que serão devidamente explicadas na secção 4.3.3.

A única entrada fornecida ao sistema de microgeração do tipo eólico é a velocidade instantânea do vento. Todos os mecanismos de controlo foram projectados de modo a não necessitarem de mais nenhuma informação externa.

#### 4.3.1 - *Maximum Power Point Tracking*

A teoria subjacente a este controlador foi apresentada na secção 4.2.1. Para o modo de controlo para funcionamento em MPPT utilizaram-se duas *Lookup table*. Numa, definiram-se as curvas de potência para cada regime de vento admitido. Através deste bloco disponibilizado pelo *MATLAB/Simulink* pode definir-se uma curva através de métodos de interpolação-extrapolação.

Na outra, *Lookup table*, implementou-se o MPPT propriamente dito, fazendo associar a cada velocidade de vento a velocidade de rotação óptima. O bloco *Controller* desenvolvido para este método de controlo, foi designado como *Controller MPPT* e possui como entrada a velocidade instantânea de vento ( $V_{\text{vento}}$ ) e tem como saídas a potência ( $P_{\text{optimo}}$ ) e a

velocidade de rotação óptimas ( $w_{ref\ optimo}$ ) para o regime de vento verificado, tal como apresentado na figura 4.13.

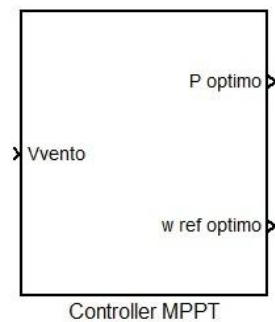


Figura 4.12- Bloco *Contoller MPPT*

Através de um duplo *click* sobre o bloco pode-se ter acesso ao seu interior, onde pode ser vista, ao pormenor, a estratégia adoptada para o controlo MPPT. A figura 4.13 ilustra o que foi explicado anteriormente.

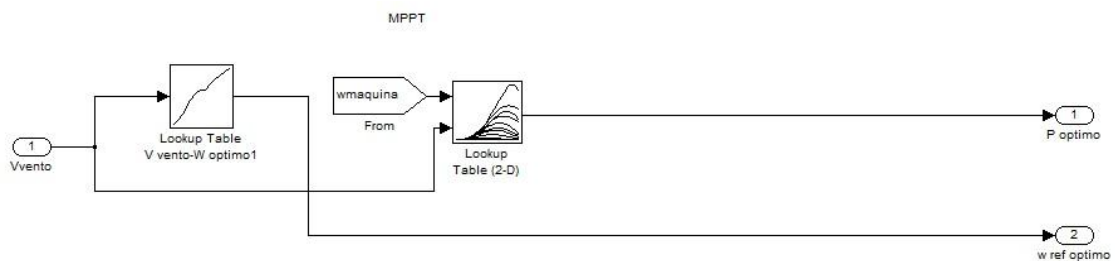


Figura 4.13- Interior do bloco *Controller MPPT*

Deste modo, apuram-se os valores da potência e velocidade de rotação óptima de modo a servirem de referência à PMSG. É importante que de modo a emular o que acontece na realidade a *Lookup table* que relaciona velocidade de rotação com velocidade instantânea de vento receba a velocidade de rotação real da máquina em vez da velocidade óptima teórica. Se o sistema funcionar de modo correcto ter-se-á que, a menos de perdas,  $\omega_{máquina} = \omega_{ref\ optimo}$ . Na figura 4.14 é apresentada detalhadamente a forma como as saídas do controlador influenciam a PMSG.

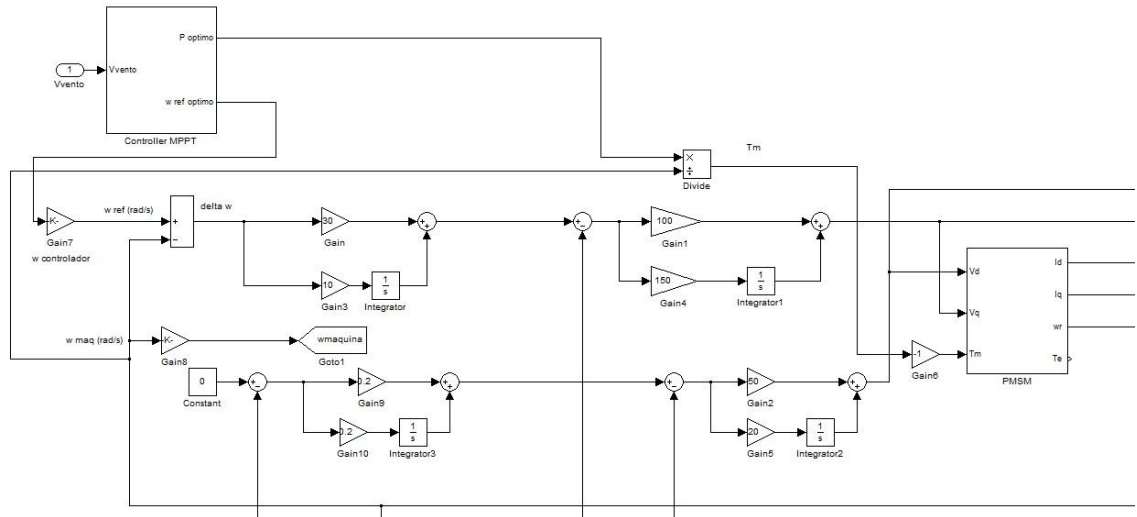


Figura 4.14- Influência das saídas do *Controller MPPT* no controlo da PMSG

Os controladores associados à PMSG procurarão que  $\Delta\omega = \omega_{ref} - \omega_{máquina} = 0$ , ou seja, que  $\omega_{ref} = \omega_{máquina} = \omega_{optimo}$ , neste caso. Quanto à potência (em W) será dividida pela velocidade de rotação da PMSG (em rad/s) de modo a fornecer o valor de binário mecânico de carga à máquina ( $T_m$  em N.m), uma vez que  $P = T \times \omega \Leftrightarrow T = \frac{P}{\omega}$ .

#### 4.3.2 - Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes

Este controlador, chamado neste caso *Controller speed*, está integrado no bloco *PMSM+machine side converter*. Como foi referido na secção 4.2.2, o “controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da PMSG” apenas funcionará quando não houver possibilidade de injectar toda a potência activa na rede a montante. Caso não haja complicações na tensão da rede, o sistema funciona em MPPT. Na figura 4.15 é exposto o bloco *Controller speed* com as suas entradas e saídas. Na figura 4.16 é exibido o interior do bloco *Controller speed* onde se podem observar os dois mecanismos que implementa, o controlo MPPT e o controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da PMSG.

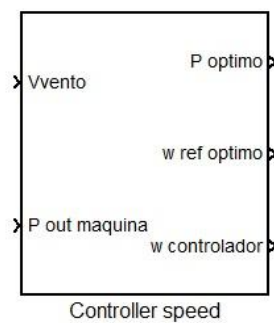


Figura 4.15- Bloco *Controller speed*

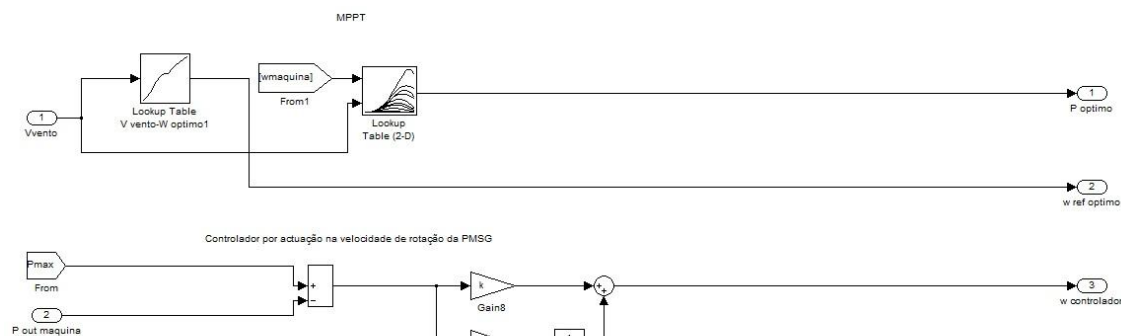


Figura 4.16- Interior do bloco *Controller speed*

Atentando especificamente na implementação do controlador da velocidade de rotação, pode observar-se que é a implementação em ambiente *MATLAB/Simulink* daquilo que foi apresentado na secção 4.2.2. A figura 4.16 exhibe essa implementação.

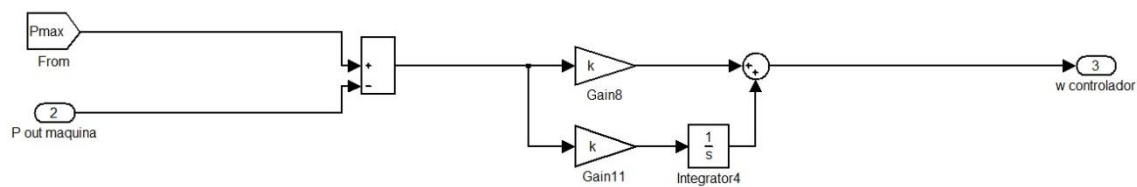


Figura 4.17- Detalhe do controlador por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes

Assim, tem-se como entradas do bloco *Controller speed* a velocidade instantânea do vento (*Vvento*) e a potência de saída da máquina (*P out máquina*). No seu interior existe um bloco *From* que permite conhecer o valor de potência que o “Sistema de controlo da tensão nodal em função da tensão” permite injectar nesse momento. Como saídas, tem-se a potência (*P óptimo*) e a velocidade de rotação óptimas (*w ref óptimo*), bem como o valor que servirá para fazer a correcção da velocidade de rotação (*w controlador*). A figura 4.18 mostra como estas saídas influenciam as malhas de controlo da PMSG.

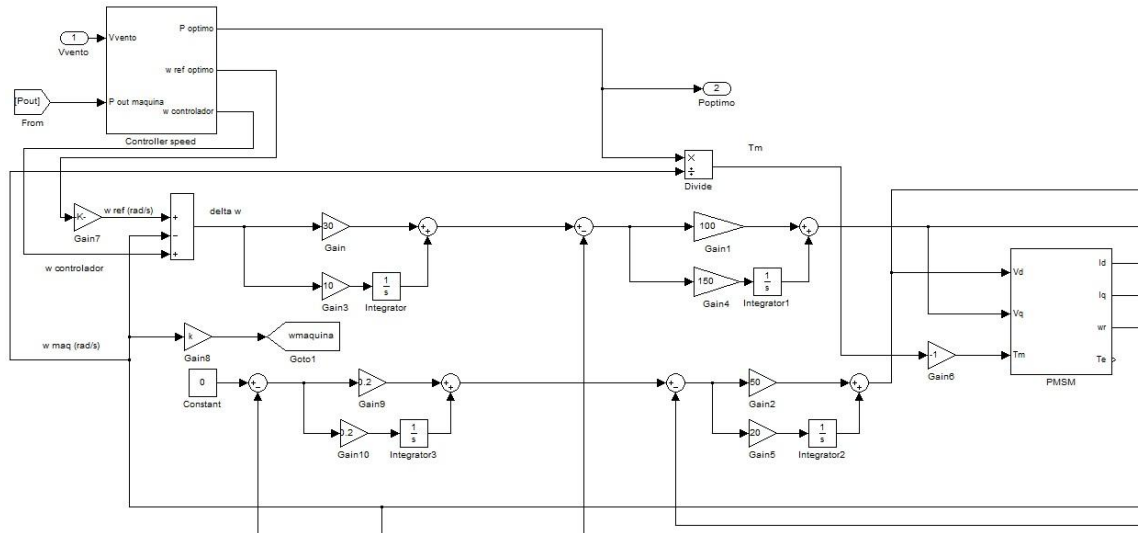
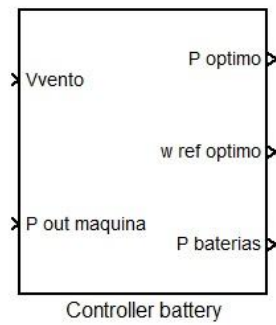
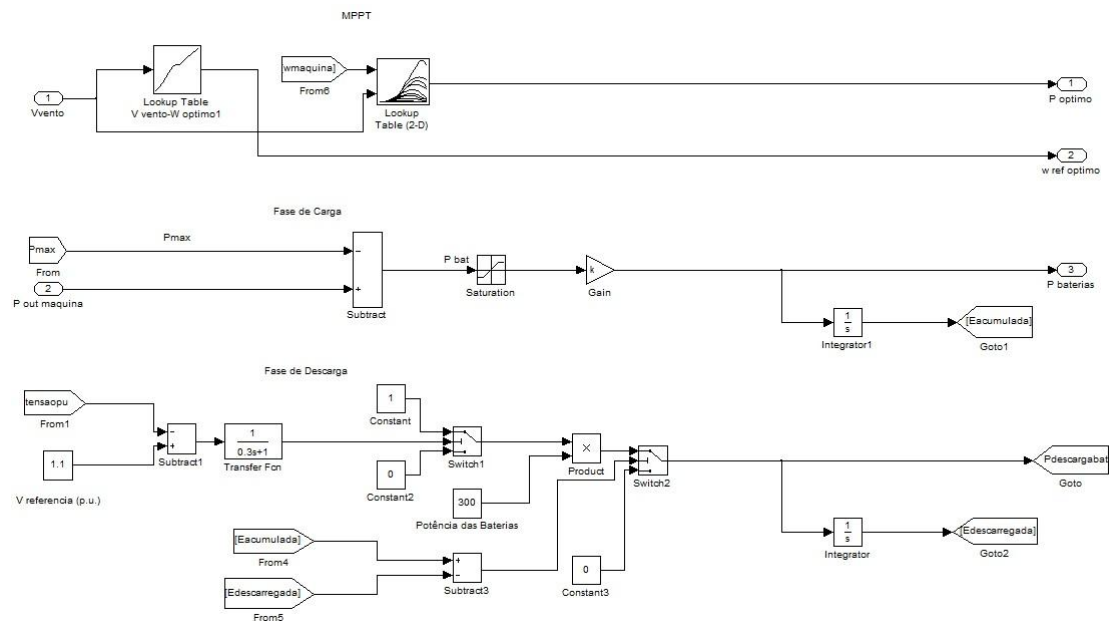


Figura 4.18-Influência das saídas do bloco *Controller speed* no controlo da PMSG

A malha de controlo que influenciará a velocidade de rotação da máquina irá operar novamente para levar o  $\Delta\omega$  para zero. Contudo, ao contrário do modo MPPT, este método de controlo possui mais um factor, dessa forma o cálculo será  $\Delta\omega = (\omega_{ref} + \omega_{controlador}) - \omega_{maquina}$ . O valor associado a  $w_{controlador}$  sai do bloco *Controller speed* com valor negativo (ver o modo como é obtido secção 4.2.2) e, dessa forma, leva-se a máquina a adoptar uma velocidade de rotação inferior à velocidade de rotação óptima e, assim, diminuir a sua produção de potência activa.

#### 4.3.3 - Controlo por armazenamento de potência excedente em Baterias

O controlador desenvolvido para a implementação por armazenamento de potência excedente em baterias foi designado por *Controller Battery*, e o seu bloco está inserido dentro do *PMSM+machine side converter*. O modo de funcionamento que emprega é sempre de MPPT sendo a potência activa que não pode ser injectada na rede desviada para um conjunto de baterias, tal como foi explicado na secção 4.2.3. Na figura 4.19 apresenta-se a tipologia do bloco *Controller battery*. Na figura 4.20 o interior do bloco com as funcionalidades que implementa.

Figura 4.19- Bloco *Controller Battery*Figura 4.20- Interior do bloco *Controller Battery*

Como se pode observar, o sistema tem como entrada a velocidade instantânea de vento ( $V_{vento}$ ) e a potência de saída da máquina ( $P_{out\ máquina}$ ). Como saídas, a potência ( $P_{ótimo}$ ) e velocidade de rotação ( $w_{ref\ ótimo}$ ) óptimas, bem como a potência das baterias ( $P_{baterias}$ ).

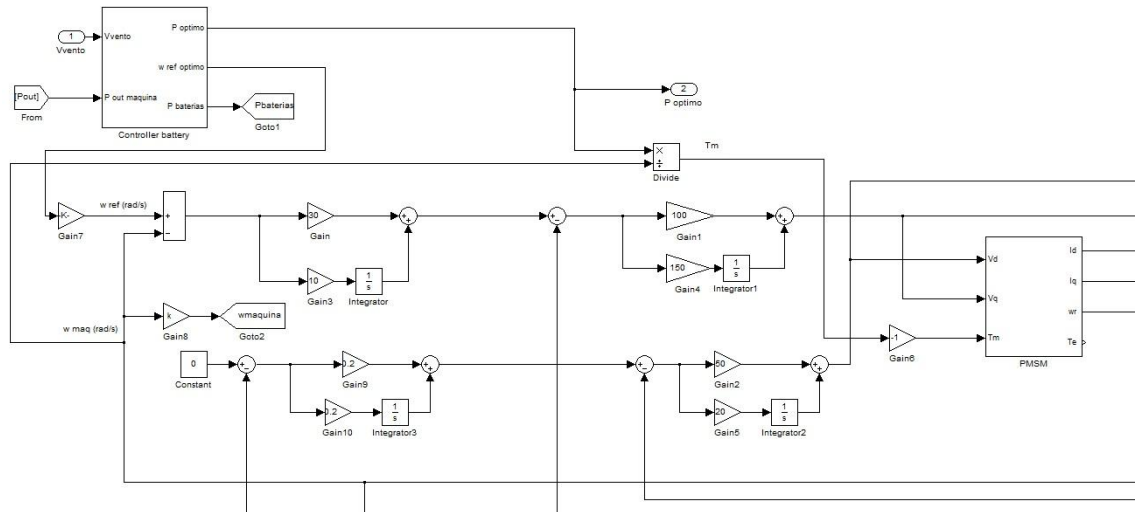


Figura 4.21- Influência das saídas do bloco Controller Battery no controlo da PMSG

Como se pode observar, o bloco *Controller battery*, tal como o bloco *Controller MPPT*, fornece à PMSG uma referência de modo a que esta funcione no MPP para o regime de vento verificado no momento.

Tal como na secção 4.2.3, também nesta secção se torna vantajoso explicar a fase de carga e a fase de descarga em pontos separados.

#### 4.3.3.a - Fase de Carga

Na figura 4.22 mostra-se em pormenor a parte do bloco *Controller Battery* que modeliza a fase de Carga.

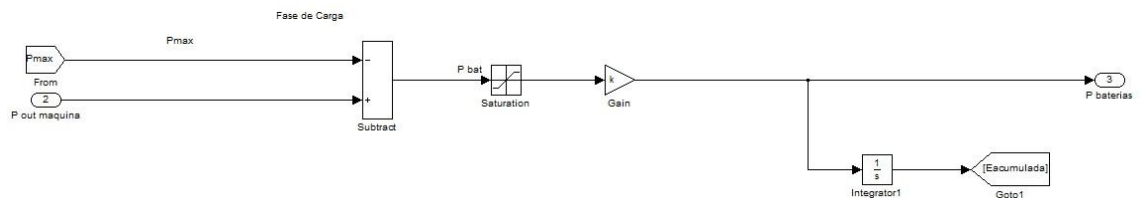


Figura 4.22- Detalhe de implementação da fase de Carga do Controller Battery

A implementação apresentada é a transposição do modelo apresentado em 4.2.3.a para ambiente *MATLAB/Simulink*. É de referir que a saída (*P baterias*) irá influenciar o cálculo da corrente no *DC-link* (ver secção 3.3.1.c). Com a inserção de baterias, as correntes no *DC-link* passam a ser, como se pode ver na figura 4.23:

$$I_{\text{conversor}} = I_{\text{DC-link}} + I_{\text{inversor}} + I_{\text{Baterias}} \quad (4-5)$$

$$I_{\text{DC-link}} = I_{\text{conversor}} - I_{\text{inversor}} - I_{\text{baterias}} \quad (4-6)$$

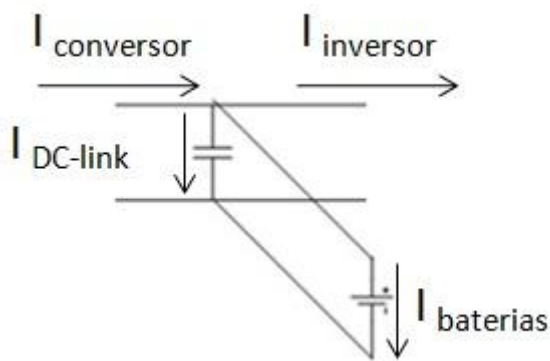


Figura 4.23- lei dos nós no *DC-link* com baterias em paralelo

Como se pode ver na figura 4.24, no bloco *Control*, que se situa dentro do bloco *Inverter* o efeito da inserção das baterias é considerado.

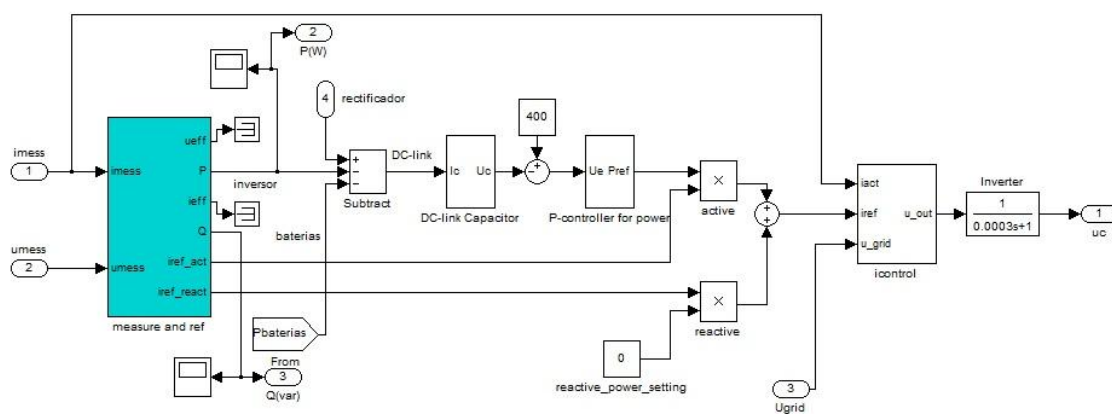


Figura 4.24- Influência da inserção de baterias ao nível do *DC-link*

#### 4.3.3.b - Fase de Descarga

A figura 4.25 exhibe em pormenor a parte do bloco *Controller battery* que implementa o modelo da fase de descarga.

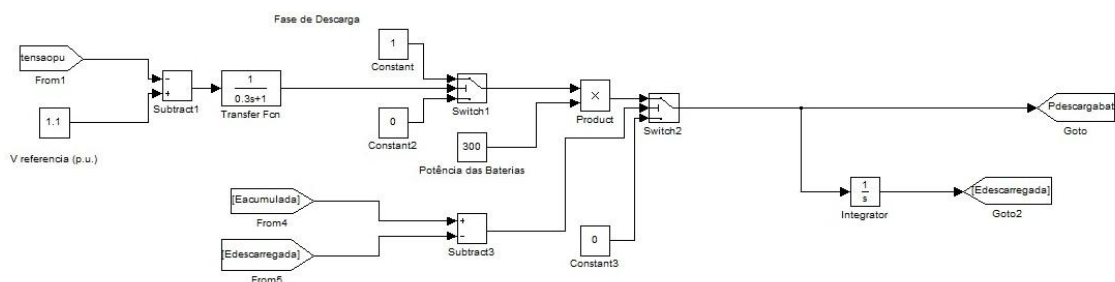


Figura 4.25- Detalhe de implementação da fase de Descarga do *Controller Battery*



Como é possível observar, a implementação em *MATLAB/Simulink* é fiel ao que foi apresentado na secção 4.2.3.b. Numa fase inicial, faz-se a comparação entre o valor da tensão no nó da rede a montante com um valor de referência. Caso esse valor seja positivo, o sistema é activado; é simples implementar esta condição, utilizando um *switch*, como se pode observar.

Na eventualidade de se poder injectar energia das baterias, considera-se um débito constante de potência. De seguida, implementa-se a condição que verifica se há energia nas baterias, e se o sistema pode continuar a funcionar. Caso  $E_{acumulada} - E_{descarga} = 0$  o sistema pára de funcionar.

Na fase final, procede-se ao cálculo do integral da potência, de modo a poder conhecer o valor da energia já descarregada ( $E_{descarregada}$ ).

Na figura 4.26 apresentam-se os pontos em que a potência proveniente das baterias ( $P_{descargabat}$ ) influencia o sistema e a implementação em ambiente *MATLAB/Simulink*.

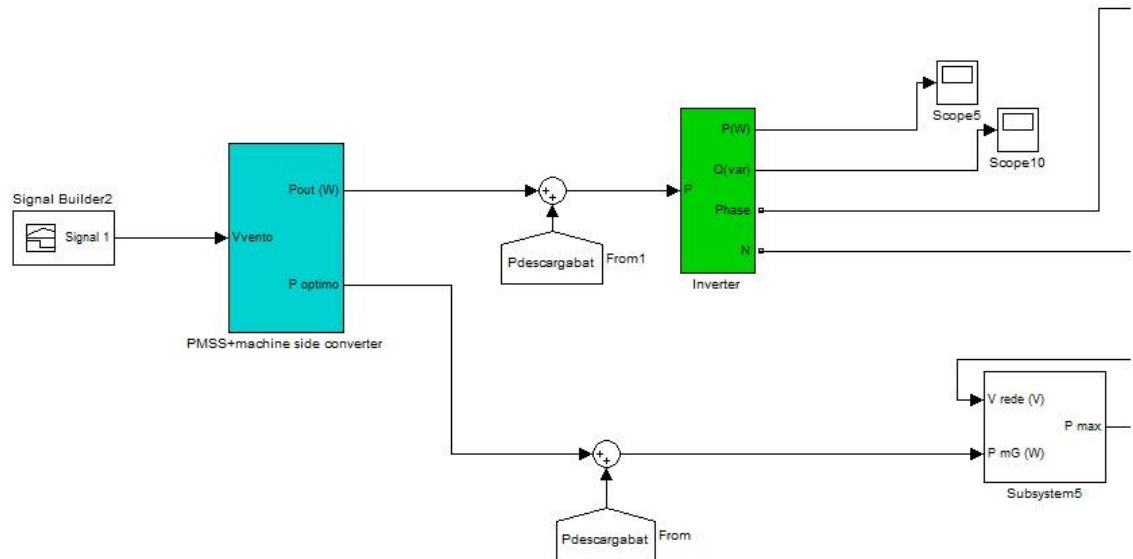


Figura 4.26-Influência da descarga das baterias ao nível do sistema de microgeração do tipo eólico

O primeiro ponto em que a potência de descarga das baterias terá impacto é na injeção de potência na rede. Uma vez que a inserção das baterias é feita em paralelo com o *DC-link*, optou-se por inserir a sua influência entre os blocos *PMSG+machine side converter* e *Inverter*. Desta forma, a potência “recebida” pelo bloco *Inverter* é a potência proveniente da PMSG e das baterias, o que emula o que se passa na realidade.

A outra influência que a descarga das baterias tem na implementação do sistema de microgeração do tipo eólico em ambiente *MATLAB/Simulink* prende-se como o “Sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa”. Uma vez que uma das entradas deste sistema, a entrada *PmG*, representa a potência que efectivamente pode ser produzida na unidade de microgeração, a inserção de baterias terá influência neste ponto, uma vez que

o valor efectivamente produzido pela a unidade de microgeração quando as baterias descarregam passa a ser  $P_{injectada\ rede} = P_{PMSG} + P_{descargabat}$  (4-7).

#### 4.4 - Conclusões

Tal como havia sido referido anteriormente, torna-se fundamental a adopção de estratégias que permitam um efectivo controlo de tensão de forma a permitir níveis crescentes de microgeração, sem que isso traga embaraços às redes de distribuição. Uma vez que os micro geradores eólicos funcionam maioritariamente em redes de distribuição em BT, pautadas por serem fortemente resistivas, é prioritário exercer um controlo sobre a potência activa, de modo a que as tensões nodais não atinjam valores proibitivos.

Ao longo deste capítulo foram apresentadas três funcionalidades de controlo (MPPT, Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da PMSG e Controlo por armazenamento de potência excedente em Baterias) associadas à produção de potência activa por parte do sistema de microgeração do tipo eólico, sendo que duas delas visam estratégias de limitação de injeção de potência activa na rede, quando esta já se encontra com a tensão nodal no valor limite. No capítulo 5 são apresentados os resultados associados a cada uma das opções de controlo, bem como a tipologia da rede e dos componentes utilizados na simulação.

# Capítulo 5

## Resultados

### 5.1 - Introdução

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos implementando os modelos presentes no capítulo 3 e as funcionalidades de controlo propostas no capítulo 4. O comportamento dos perfis de tensão nas redes de BT, já referidos anteriormente serão também alvo de análise, tendo em consideração a variabilidade da geração, e de modo a verificar o desempenho das funcionalidades de controlo implementadas.

Na primeira secção, exhibe-se a topologia da rede de distribuição de BT que se utilizou para o estudo, bem como os componentes que engloba. Na secção seguinte, exploram-se detalhadamente os efeitos que as funcionalidades de controlo propostas no capítulo 4 têm sobre a tensão nodal, quando as unidades de microgeração sofrem variações de produção.

É de referir que os resultados apresentados pretendem mostrar como as estratégias arquitectadas para o controlo de potência activa injectada na rede por um sistema de microgeração do tipo eólico funcionam efectivamente. Caso o controlo de potência activa seja eficaz, não será necessária uma limitação tão forte das unidades de microgeração a serem instaladas sobre uma rede de distribuição em BT.

### 5.2 - Rede de distribuição de Baixa Tensão

Nesta secção torna-se importante descrever a rede de distribuição de BT utilizada, bem como caracterizá-la relativamente à sua topologia, número de barramentos, cargas que alimenta e sistemas de microgeração. O esquema unifilar da rede de BT utilizada, é apresentada na figura 5.1, sendo na figura 5.2 apresentado o esquema da rede em ambiente *MATLAB/Simulink*. No anexo A é possível consultar os parâmetros da mesma.

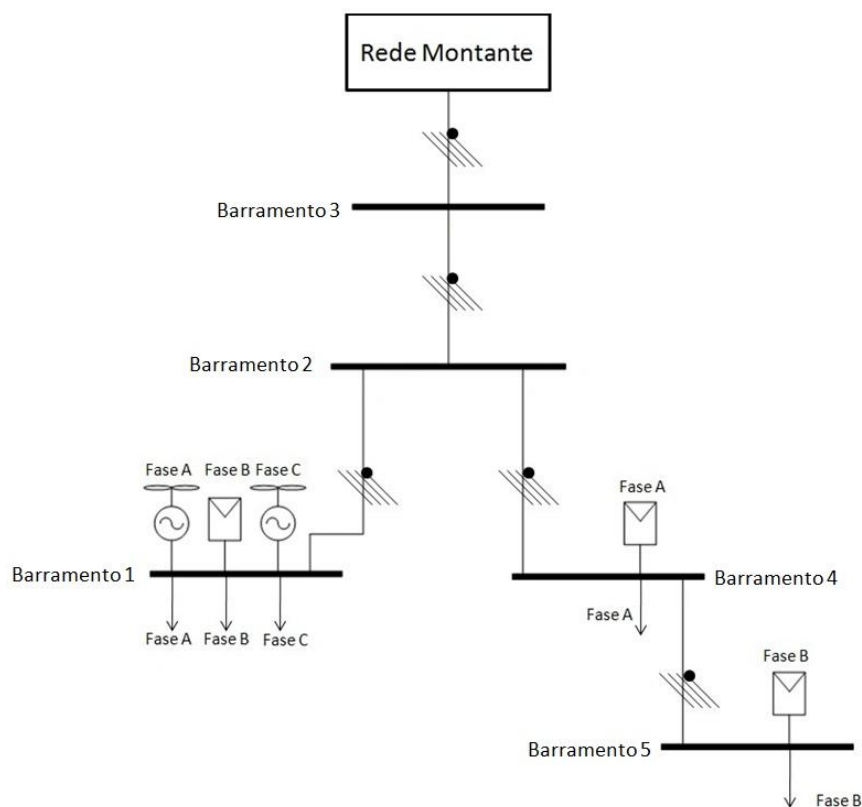


Figura 5.1- Representação unifilar da rede de distribuição de BT utilizada para o estudo

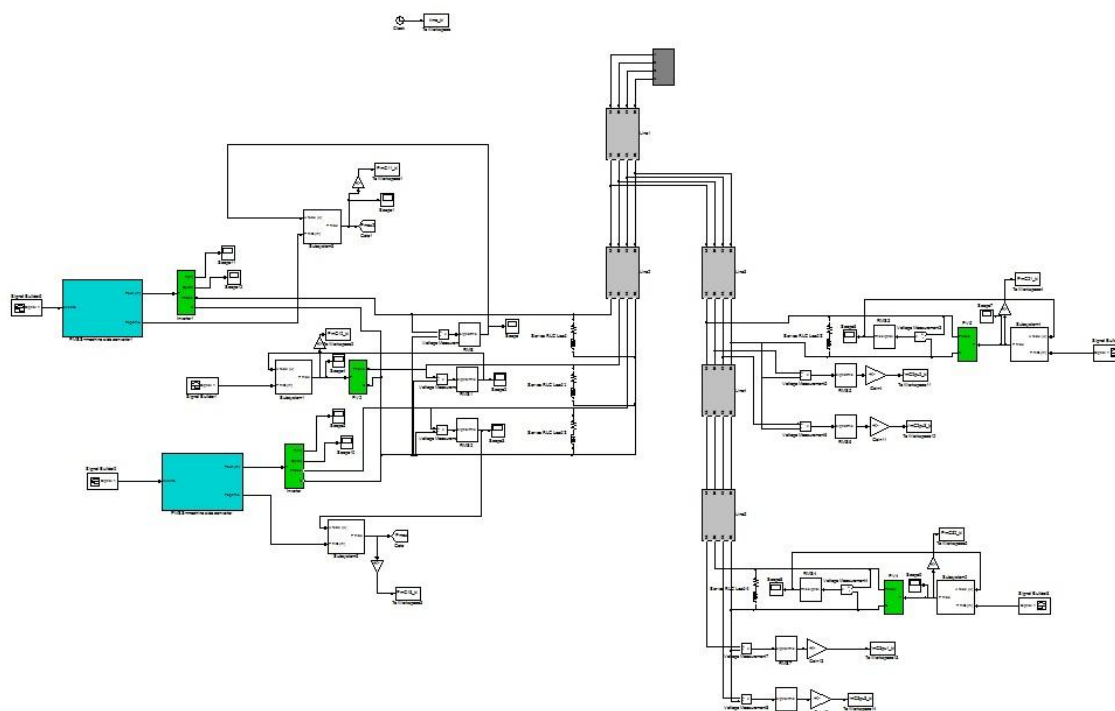


Figura 5.2- Rede de distribuição de BT utilizada para o estudo, em ambiente *MATLAB/Simulink*

Nas secções seguintes é apresentada uma caracterização mais detalhada focando os diversos componentes.

### 5.3 - Tecnologias de microgeração

Para o estudo que se realizou consideraram-se dois tipos distintos de tecnologias de microgeração, sendo que cada uma delas foi implementada de forma diferente. As unidades de microgeração presentes na rede de distribuição em BT são do tipo eólico e solares fotovoltaicos (painéis FV). Na rede de BT que serviu o estudo deste trabalho consideraram-se dois sistemas de microgeração do tipo eólico e três sistemas de microgeração solares FV.

A implementação de cada um destes sistemas, bem como os valores assumidos para as suas características são apresentados de seguida.

#### 5.3.1 - Sistema de microgeração do tipo eólico

A implementação deste tipo de sistemas de microgeração foi abordada em profundidade anteriormente na secção 3.3.1. Ainda assim, para comunidade são exibidos na figura 5.3 os principais blocos da implementação deste tipo de sistemas de microgeração em ambiente *MATLAB/Simulink*.

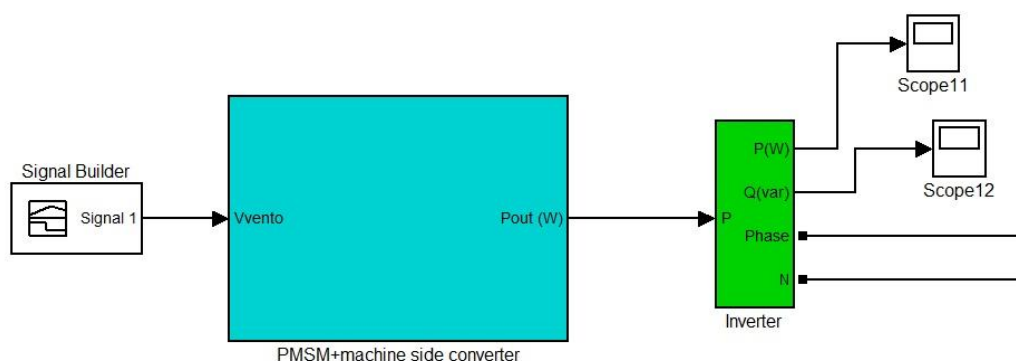


Figura 5.3- Sistema de microgeração do tipo eólico em ambiente *MATLAB/Simulink*

Tal como foi referido na secção 3.3.1.b, o bloco *PMSM+machine side converter* modeliza, entre outros componentes, a Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes (PMSG, *Permanent Magnet Synchronous Generator*) que o sistema utiliza. Para o estudo que se realizou considerou-se uma PMSG trifásica, de 3500 W / 250 rpm (sendo os parâmetros característicos da máquina exibidos no anexo A). A tensão considerada para o *DC-link* é de 400V. O inversor (conversor do lado da máquina) para ligação do sistema de microgeração à rede é monofásico, e é representado de acordo com os modelos descritos na secção 3.3.1.c.

Uma vez que em modo normal, isto é, quando a potência gerada corresponde ao ponto de potência máxima (funcionamento MPPT), para obter diferentes valores na potência de saída

do sistema é fundamental emular diferentes regimes de velocidade de vento, utilizou-se um valor diferenciado de velocidades de vento ao longo da simulação.

O regime de velocidade de vento que se utilizou nos dois sistemas de microgeração do tipo eólico presentes na rede em estudo é do tipo apresentado na figura 5.4.

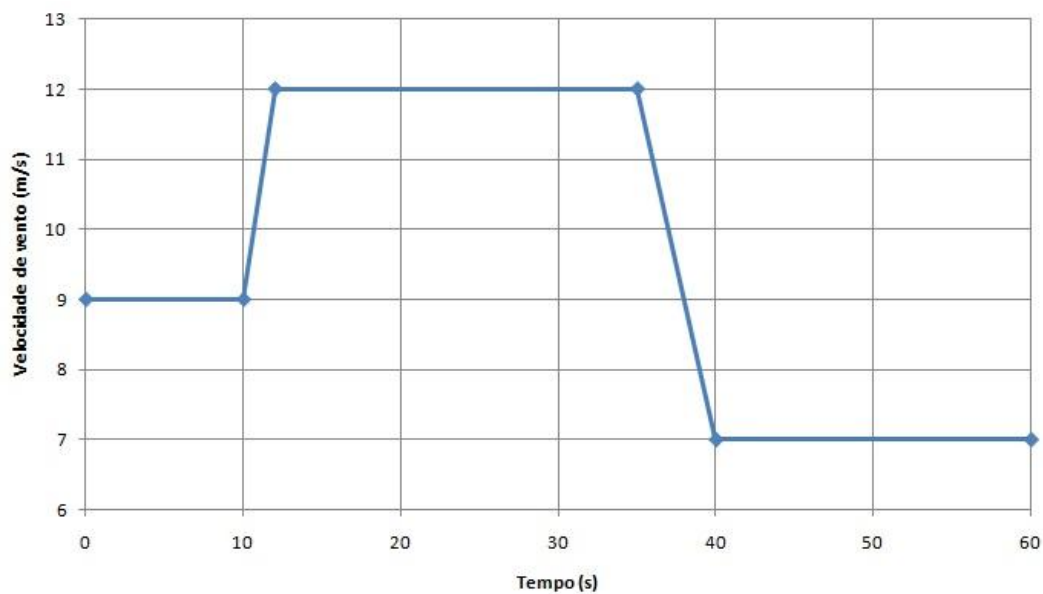


Figura 5.4- Regime de vento assumido para o estudo

As curvas de potência/velocidade angular utilizadas para fornecer a frequência de referência à PMSG utilizada são apresentadas na figura 5.5. A tabela com os valores de cada uma das curvas é apresentada no anexo A.

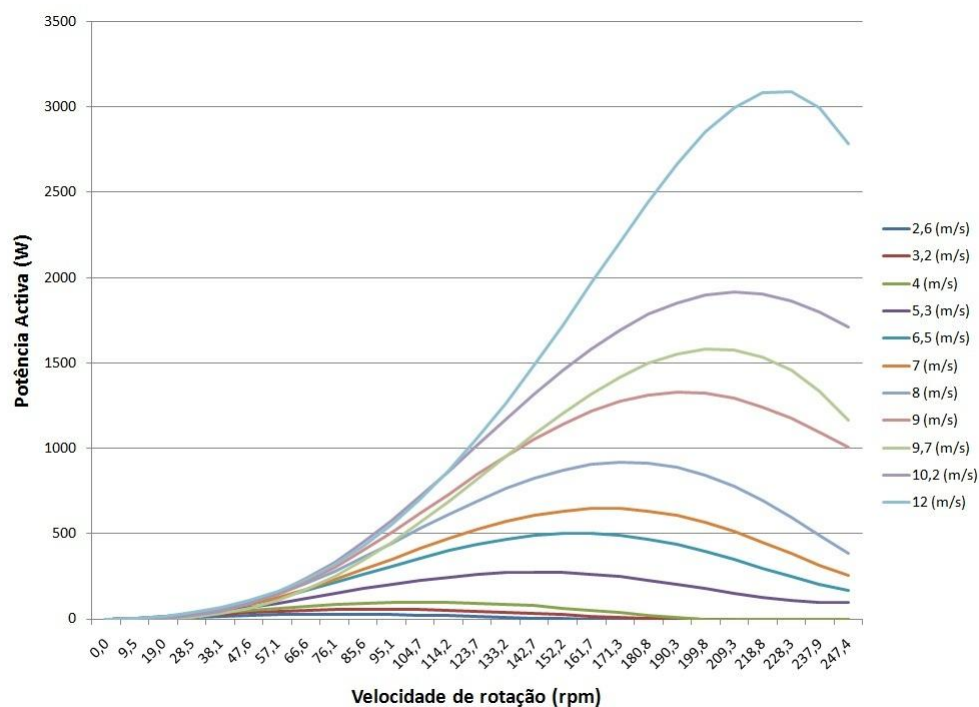


Figura 5.5- Curvas potência/velocidade angular em função da velocidade de vento para a microturbina eólica

Uma vez que em funcionamento normal, isto é, sem qualquer limitação de potência a injectar na rede de BT, o sistema de MPPT procurará assegurar o funcionamento do micro gerador eólico no ponto de potência máxima (MPP), torna-se importante conhecer as potências máximas que podem ser obtidas para cada velocidade de vento. A tabela 5.1 apresenta os valores máximos de potência para cada velocidade de vento, bem como a velocidade de rotação correspondente, ou seja a velocidade de rotação óptima, utilizada como referência de velocidade para a PMSG.

Tabela 1- Potências óptimas em função da velocidade de vento

Velocidade vento (m/s)	Potência máxima (W)	$\omega$ (rpm)
2,6	26,9	76,1
3,2	58,8	85,6
4	99,2	104,7
5,3	274,2	142,7
6,5	500,5	161,7
7	647,3	171,3
8	919,0	171,3
9	1326,7	190,3
9,7	1581,2	199,8
10,2	1914,4	209,3
12	3089,9	228,3

### 5.3.2 - Sistemas de microgeração solares fotovoltaicos

A implementação dos sistemas de microgeração solares fotovoltaicos, foi desenvolvida de forma bastante mais simplificada, quando comparada com a modelização considerada para os sistemas de microgeração do tipo eólico.

Para modelizar estes sistemas, e tal como já havia sido descrito, considerou-se que os mesmos funcionam sempre em MPPT. Assim, considerou-se que a potência à entrada do respectivo inversor poderia ser representada por um sinal construído num bloco *signal builder*. A figura 5.6 apresenta o sistema.

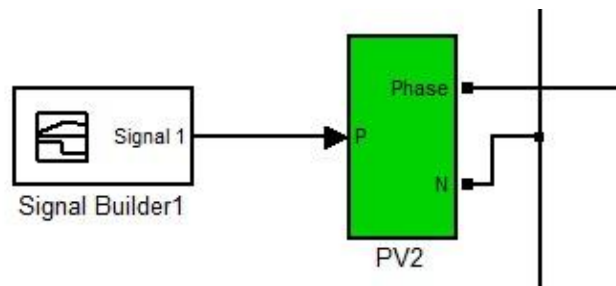


Figura 5.6- Sistema de microgeração solar fotovoltaico em ambiente MATLAB/Simulink

Uma vez que o objecto do presente trabalho é o controlo de potência activa injectada na rede por um sistema de microgeração do tipo eólico, admitiu-se que os três sistemas solares fotovoltaicos possuíam uma potência instalada de 3450 W, estando no entanto a gerar, sem limitação, uma potência constante de 2500W. Assim, a função correspondente ao signal builder encontra-se apresentada na figura 5.7.

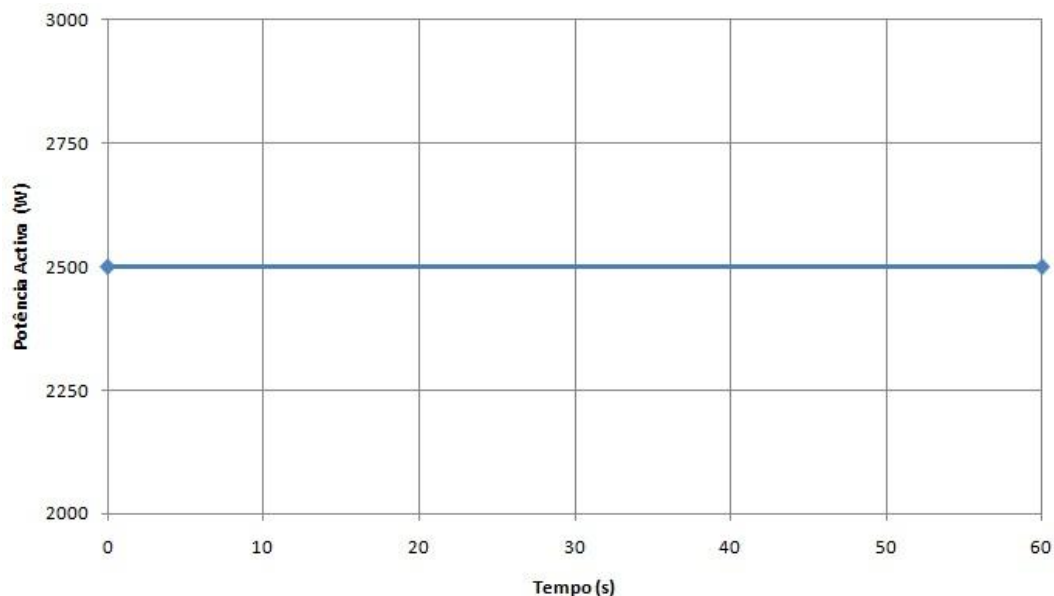


Figura 5.7- Potência gerada assumida para os sistemas solares FV



## **5.4 - Controlo de potência activa injectada na rede por um Sistema de microgeração do tipo eólico**

Nesta secção apresentam-se os resultados obtidos ao implementar as estratégias de controlo desenvolvidas ao longo do capítulo 4.

Numa primeira fase, irão exhibir-se os resultados referentes a uma situação sem limitação de potência, isto é, permitindo que os sistemas de microgeração do tipo eólico injectem na rede toda a potência que podem gerar (funcionamento MPPT) e os sistemas solares fotovoltaicos injectem, também, toda a sua produção. Neste ponto, também se pretende ilustrar o funcionamento do sistema de microgeração do tipo eólico, em resposta a uma variação na velocidade de vento.

Numa segunda fase, apresentam-se os resultados para um cenário em que há intervenção dos controladores, procurando observar-se se as estratégias arquitectadas e desenvolvidas limitam realmente a potência activa injectada na rede:

- controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da máquina síncrona de ímanes permanentes;
- controlo por armazenamento de potência excedente em baterias.

### **5.4.1 - Impacto dos sistemas de microgeração nos perfis de tensão da rede de distribuição em BT**

Como foi referido anteriormente, nesta secção pretende-se demonstrar como os sistemas de microgeração afectam os perfis de tensão na rede. Com esse intuito considerou-se que:

- Os dois sistemas de microgeração do tipo eólico estão sujeitos ao mesmo regime de velocidade de vento, tal como é apresentado na figura 5.4, e que o sistema de MPPT assegura o seu funcionamento no ponto de potência máxima de modo a injectar na rede de BT o máximo de potência activa;
- Os três sistemas de microgeração solares fotovoltaicos, manterão a sua produção constante a 2500W.

Os resultados focam-se no nó 1, que é o nó da rede com maior inserção de microgeração, isto é, aquele que recebe potência dos dois micro geradores eólicos e de um sistema FV. A figura 5.8 mostra em mais detalhe a zona da rede em que se concentra a análise deste cenário.

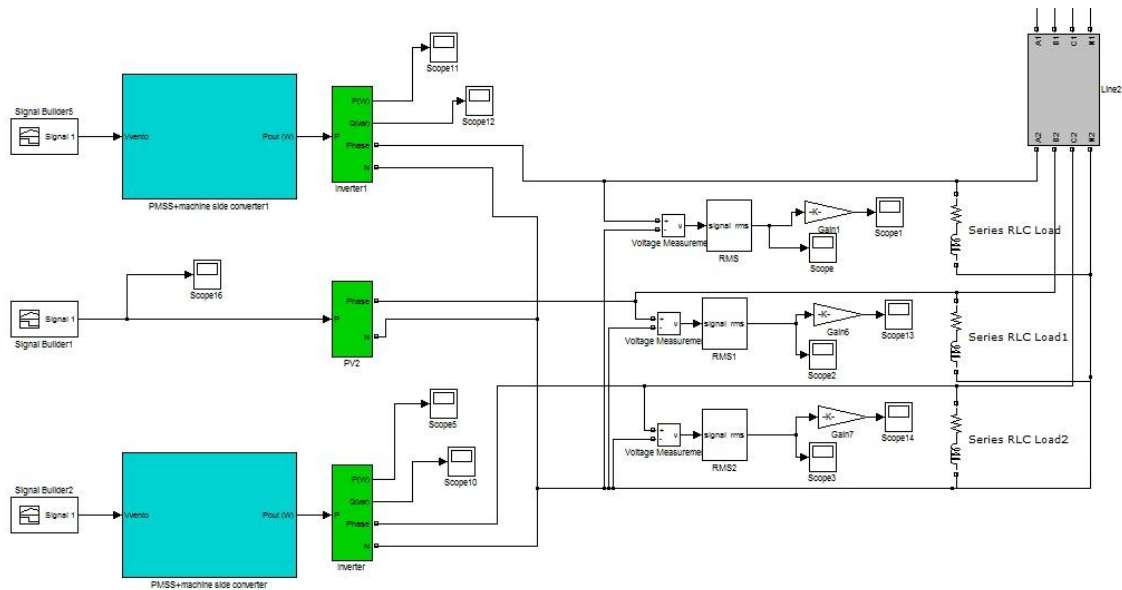


Figura 5.8- Barramento de estudo da rede de BT

Como é possível observar, cada um dos sistemas de microgeração está ligado a uma fase diferente. Um dos micro geradores eólicos encontra-se ligado à fase A, o sistema FV à fase B e o outro sistema de microgeração eólico à fase C.

De forma a dar início à exposição de resultados, apresentam-se de seguida as evoluções temporais da potência máxima que a máquina deve seguir (MPPT) e os valores que a máquina entrega realmente à rede. Note-se que neste caso, como não há nenhum sistema de controlo que limite a potência injectada, os valores deverão ser os mesmos, a menos das perdas do sistema. A figura 5.9 apresenta a potência activa produzida pelo micro gerador eólico da fase A e a figura 5.10 a potência produzida pelo sistema ligado à fase C.

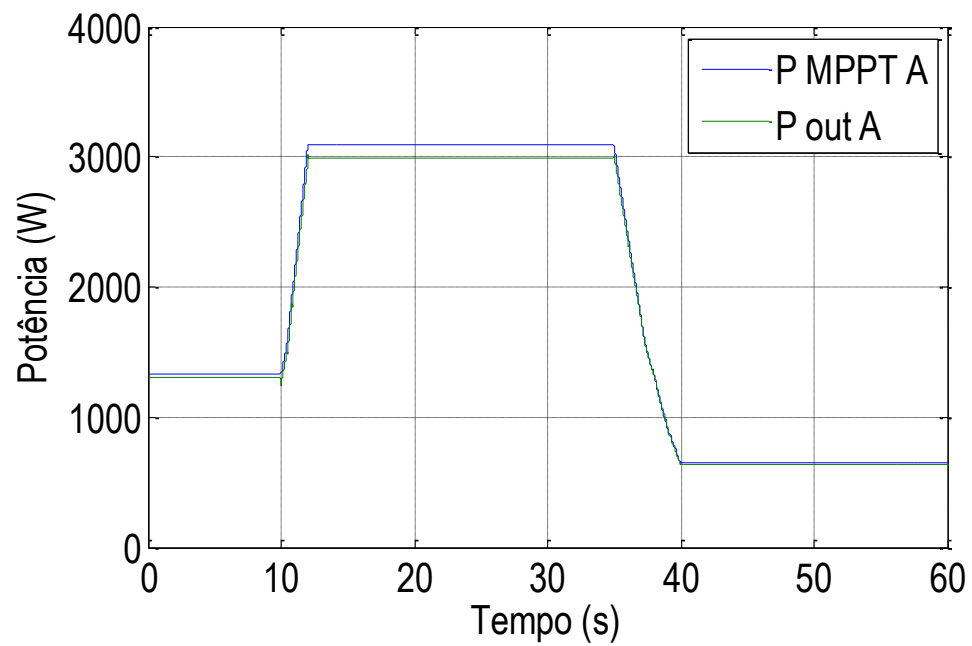


Figura 5.9- Potência máxima e potência entregue à rede pelo micro gerador eólico A (sem limitação)

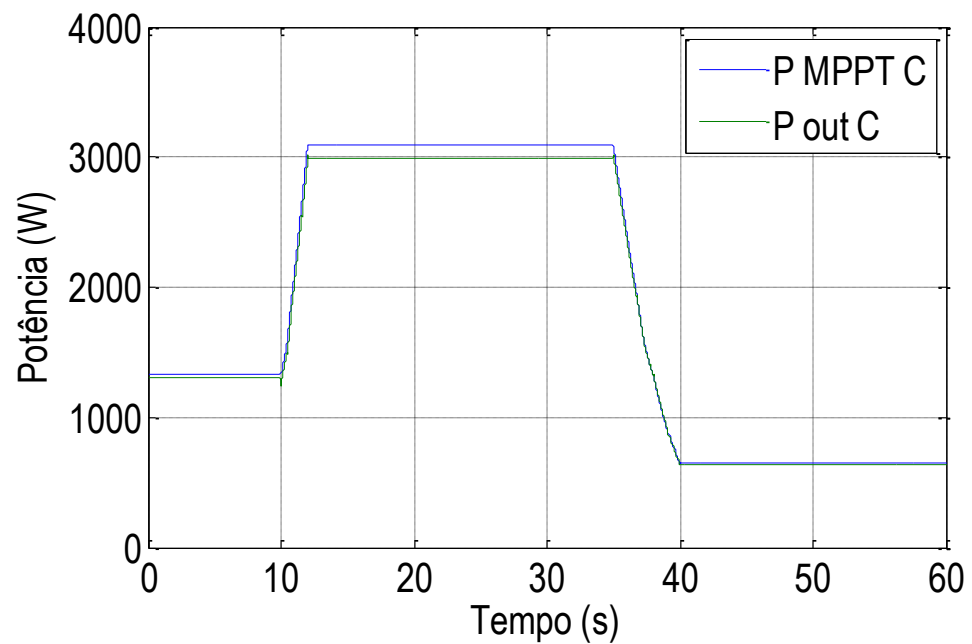


Figura 5.10- Potência máxima e potência entregue à rede pelo micro gerador eólico C (sem limitação)

Como é possível observar, a potência de saída dos sistemas de microgeração do tipo eólico segue os valores de potência máxima, dados pelo sistema de MPPT (exceptuando um pequeno desvio devido a perdas eléctricas e mecânicas). Das figuras é ainda possível concluir que esse valor de perdas é maior para valores de potência de saída mais elevados.

Na figura 5.11 e 5.12 mostram-se as velocidades de rotação óptima, fornecida pelo MPPT e que corresponde à velocidade de referência da PMSG, e a velocidade de rotação da máquina, para os sistemas de microgeração do tipo eólico ligados à fase A e C.

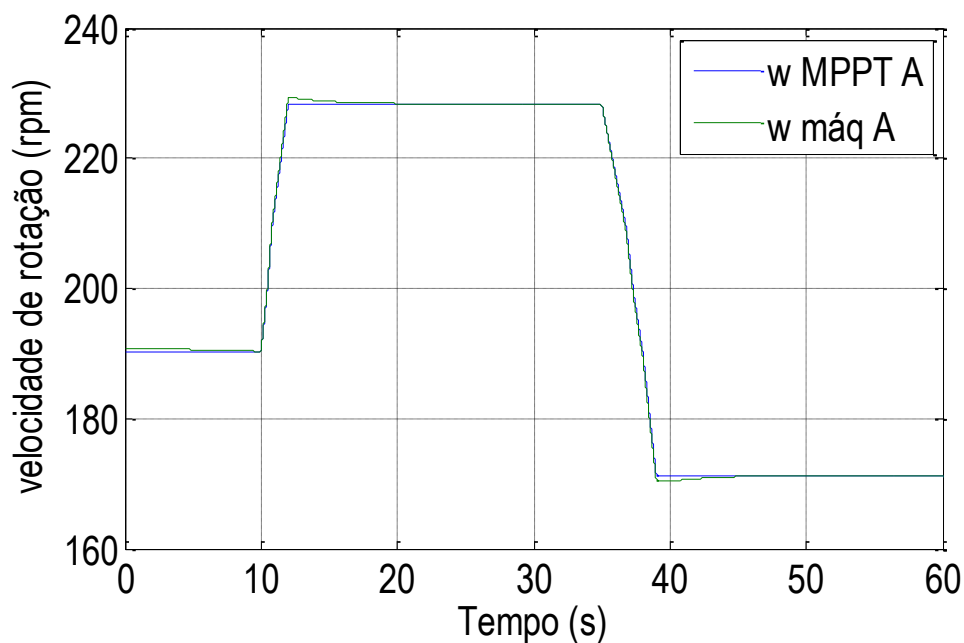


Figura 5.11- Velocidade de rotação óptima e velocidade de rotação da máquina do micro gerador eólico A

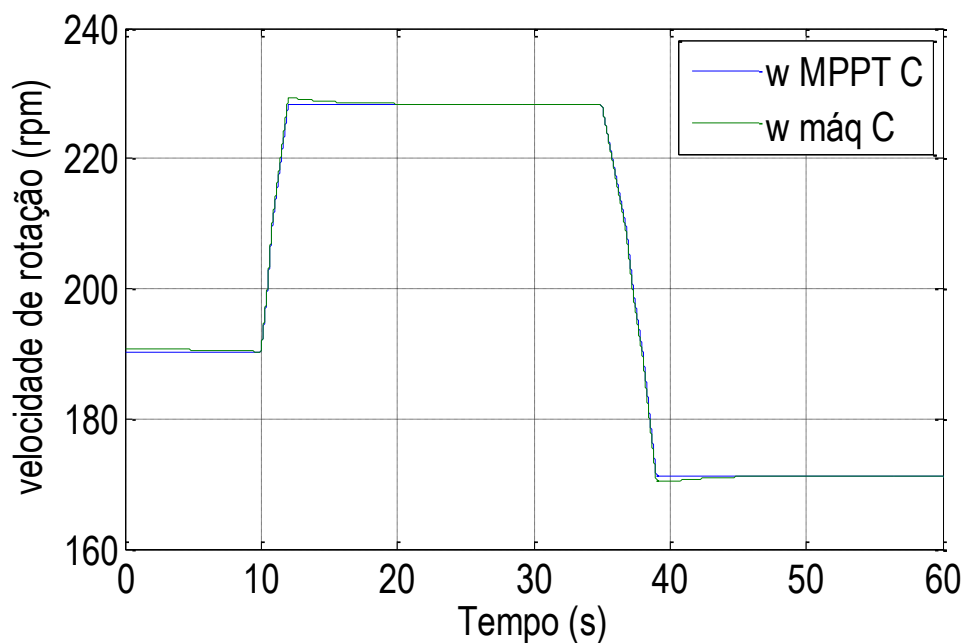


Figura 5.12- Velocidade de rotação óptima e velocidade de rotação da máquina do micro gerador eólico C

Tal como nas evoluções temporais da potência, também nas evoluções temporais relativas à velocidade de rotação é possível ver que a PMSG acompanha a velocidade de referência fornecida pelo sistema de MPPT.

Na figura 5.13 apresenta-se o valor da potência de saída, isto é, da potência entregue à rede pelo sistema solar FV.

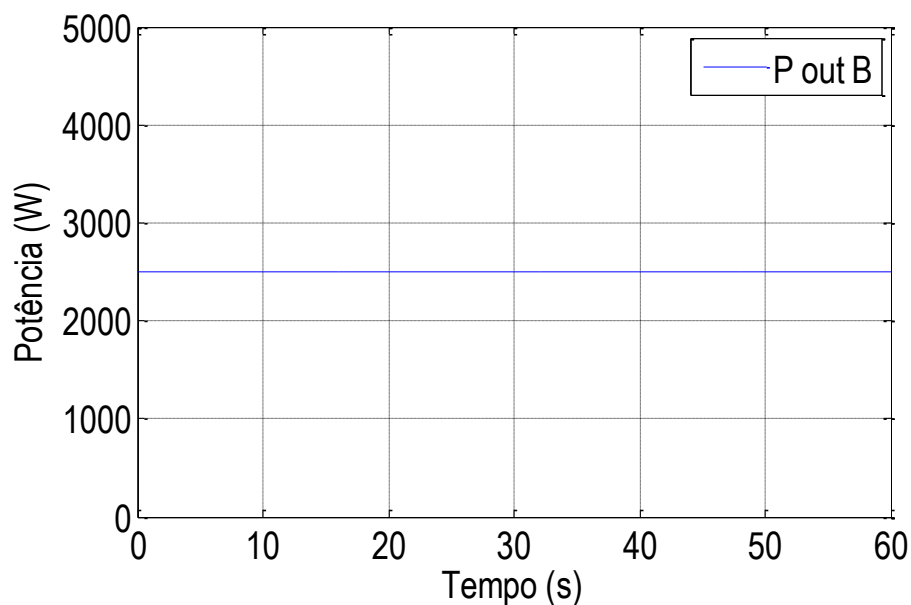


Figura 5.13- Potência entregue à rede pelo sistema solar FV, sem limitação

Como se pode observar, o valor de potência injectada na rede é igual ao valor de potência gerado pelo sistema solar FV.

Na figura 5.14 são exibidos os valores da tensão, em p.u., para cada uma das fases.

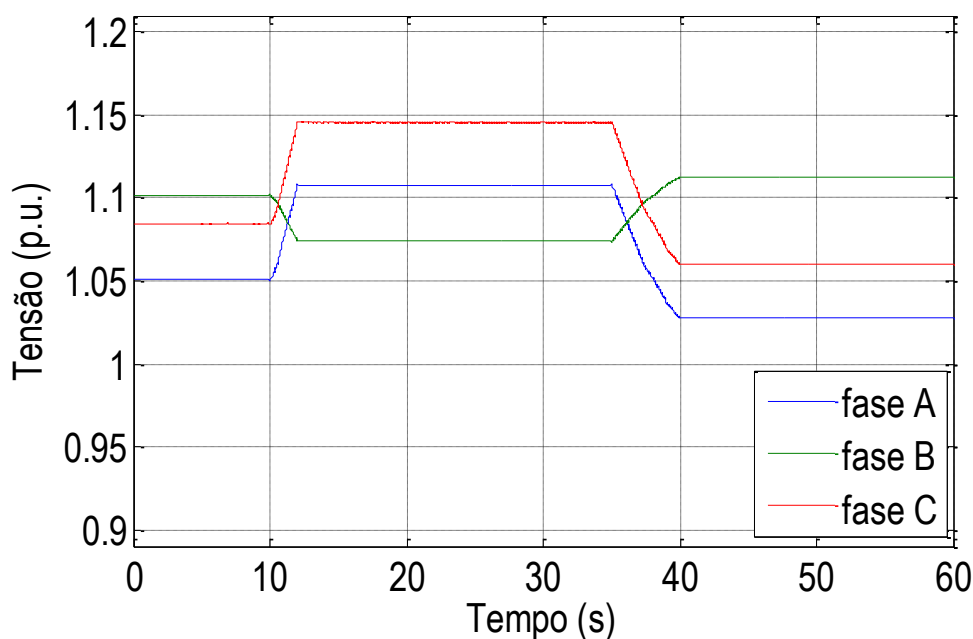


Figura 5.14- Tensões em p.u. por fase, sem limitação

Como é possível observar, há vários períodos em que as tensões são superiores a 1.1 p.u., o valor tomado como limite para a tensão. Pode ainda reparar-se que os valores de tensão são diferentes nas três fases da rede. Tal deve-se à modelização da rede (rede trifásica com neutro), onde são assumidas cargas monofásicas (diferentes em cada fase), bem como produção diferenciada por fase.

Sem qualquer tipo de controlo, a potência produzida pelas unidades de microgeração levariam os valores de tensão na rede para valores intoleráveis. Desta forma, é crucial que se proceda a um efectivo controlo da injeção de potência activa de modo a evitar esta situação.

#### 5.4.2 - Controlo dos impactos dos sistemas de microgeração nos perfis de tensão da rede de distribuição em BT

Como foi possível comprovar na secção anterior, num cenário sem limitação de potência activa, os valores de tensão nodal atingem valores que podem por em causa a qualidade de serviço na rede de distribuição. Torna-se então imperativo saber se as estratégias de controlo projectadas e apresentadas no capítulo 4, podem efectivamente representar um modo viável para solucionar este problema.

##### 5.4.2.a - Controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes

Nesta subsecção, apresentam-se as alterações provocadas pelo controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da PMSG. Dessa forma, apresentam-se as evoluções temporais que permitem comparar a potência óptima que o sistema injectaria caso funcionasse em

MPPT, a potência limite que o sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa permite injectar e a potência que efectivamente está a ser injectada na rede pelo sistema de microgeração do tipo eólico. De seguida, são exibidas as evoluções temporais que permitem confrontar a velocidade de rotação óptima que o sistema assumiria se funcionasse em MPPT e a velocidade de rotação que efectivamente assume ao fim de exercido o controlo. Por fim, são apresentadas as evoluções temporais da tensão em p.u. de modo a apurar se o valor desta foi controlado. É importante ainda neste ponto salientar que os sistemas FV serão controlados quanto à potência que injectam na rede pelo sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa, desenvolvidas por [3].

Na figura 5.15 e 5.16 apresentam-se os valores das potências óptima, máxima que pode ser injectada e potência de saída efectiva dos sistemas de microgeração do tipo eólico.

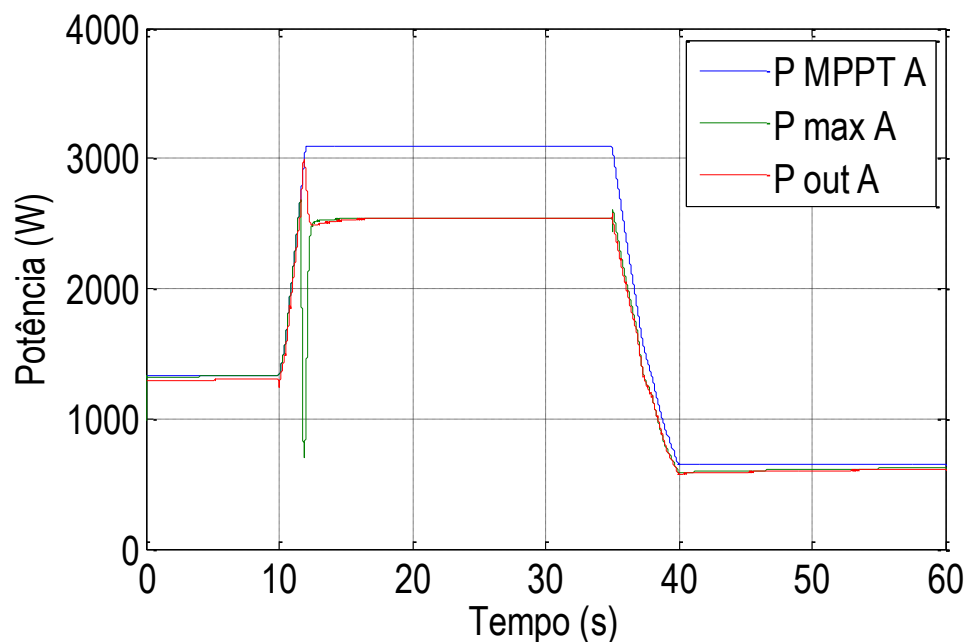


Figura 5.15- Potências fase A, controlador por actuação na velocidade de rotação

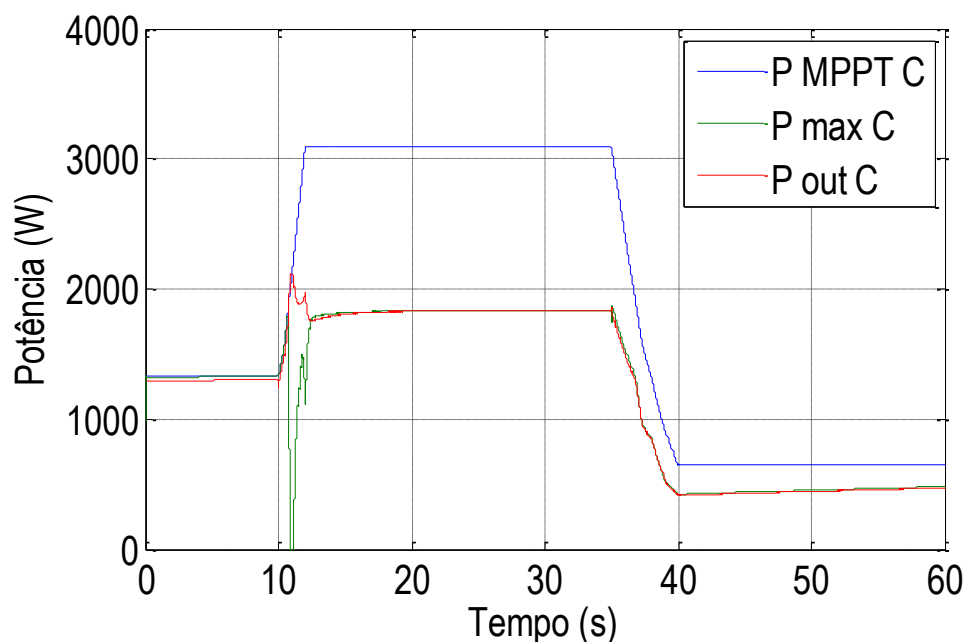


Figura 5.16- Potências fase C, controlador por actuação na velocidade de rotação

Como é possível observar, quer para o sistema de microgeração instalado sobre a fase A, quer para o conectado à fase C, há um efectivo controlo da potência activa injectada. Caso o sistema funcionasse em modo MPPT, a potência injectada assumiria valores significativamente mais elevados sobretudo no intervalo de tempo entre os 12 e os 35 segundos. No intervalo de tempo entre os 40 e os 60 segundos, a potência de saída do sistema ( $P_{out}$ ) acompanha o valor máximo que é permitido para a injeção de potência activa na rede ( $P_{max}$ ) (valor fornecido pelo sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa), sendo que se aproxima gradualmente do valor óptimo (MPPT) ( $P_{MPPT}$ ).

Na figura 5.17 exibem-se os valores de potência activa injectada pelo sistema de microgeração FV, ao longo da simulação.



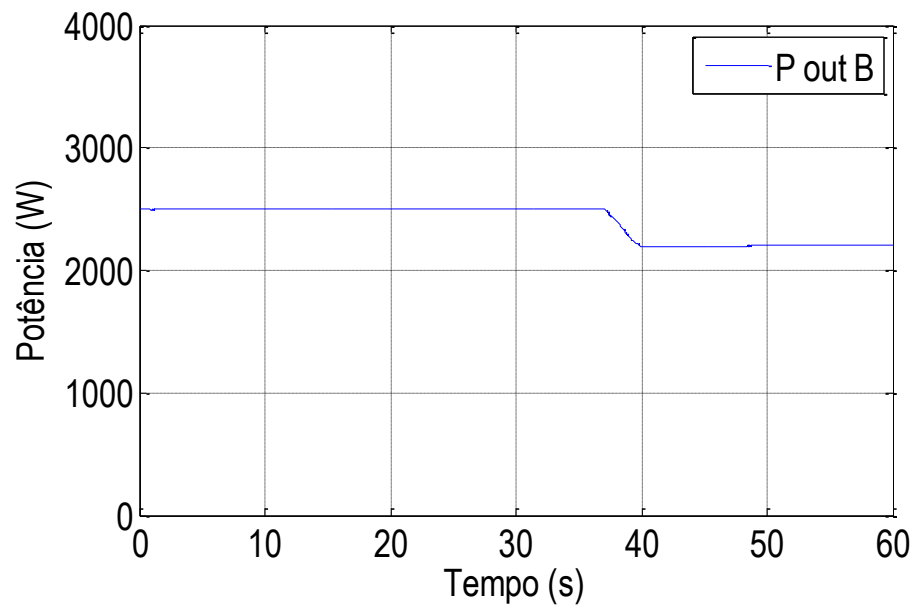


Figura 5.17- Potência fase B, controlada

Como se pode observar, há um decréscimo de produção um pouco antes dos 40 segundos, de modo a que a tensão na fase B não ultrapasse o valor de 1.1 p.u. O controlador do sistema FV é levado a cabo pelo sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa desenvolvida em [3].

Na figura 5.18 e 5.19 são apresentados os gráficos referentes às velocidades de rotação óptima e real da Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes dos sistemas de microgeração instalados sobre a fase A e C.

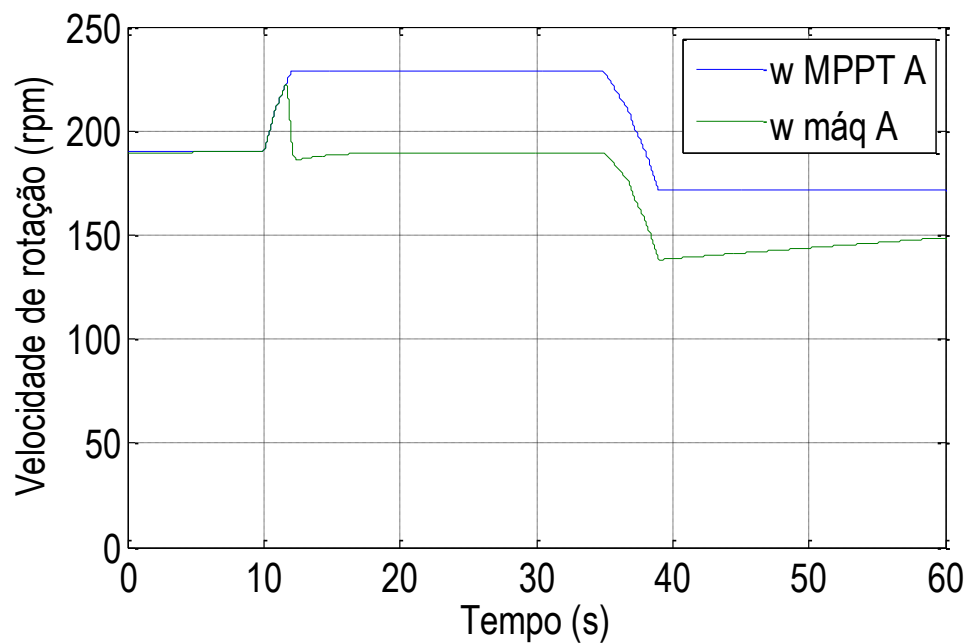


Figura 5.18- Velocidade de rotação, micro gerador eólico A

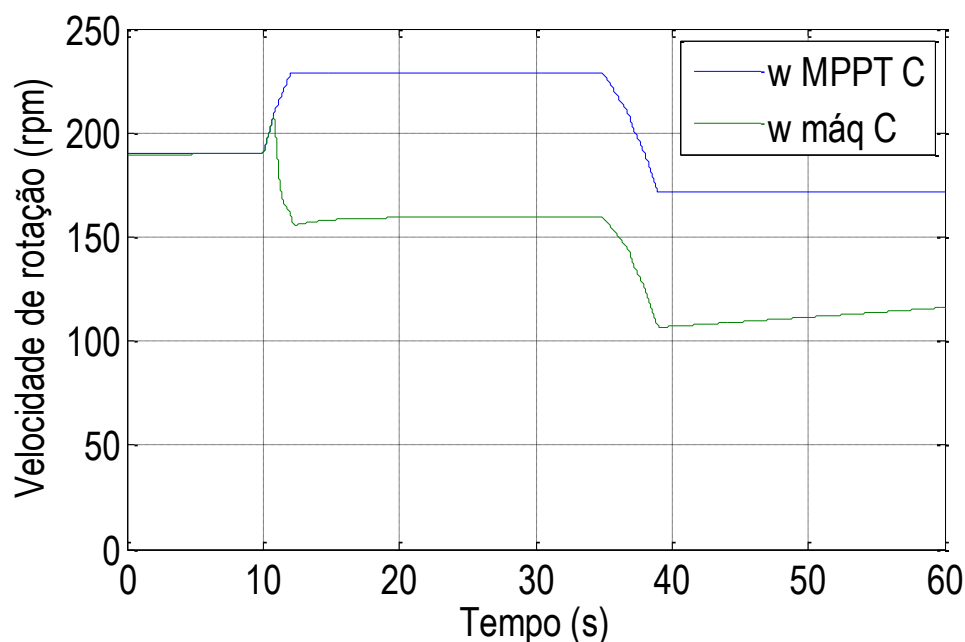


Figura 5.19- Velocidade de rotação, micro gerador eólico C

Nas figuras 5.18 e 5.19 é possível observar uma redução acentuada da velocidade de rotação das máquinas entre os 10 e os 40 segundos, precisamente o intervalo de tempo em que se verifica maior velocidade de vento, e consequentemente maior possibilidade de produção de potência. Ao reduzir a velocidade de rotação, a máquina produz menos potência, logo entrega menos potência à rede, tal como explicado na secção 4.2.2. Entre os 40 e os 60 segundos observa-se que a velocidade de rotação tende a acompanhar a velocidade de rotação óptima (MPPT). Nos resultados apresentados essa convergência não é muito rápida, mas com ajustes nos parâmetros do controlador poder-se-á acelerar esta convergência. A optimização desta resposta poderá ser realizada posteriormente como continuação do presente trabalho.

Como o objectivo da limitação de potência activa injectada na rede é o de combater o problema da elevação excessiva da tensão, exibem-se de seguida os gráficos que permitem ver em p.u. as tensões por fase. As figuras 5.20, 5.21 e 5.22 apresentam, respectivamente, a evolução do valor em p.u. da tensão ao longo da simulação.

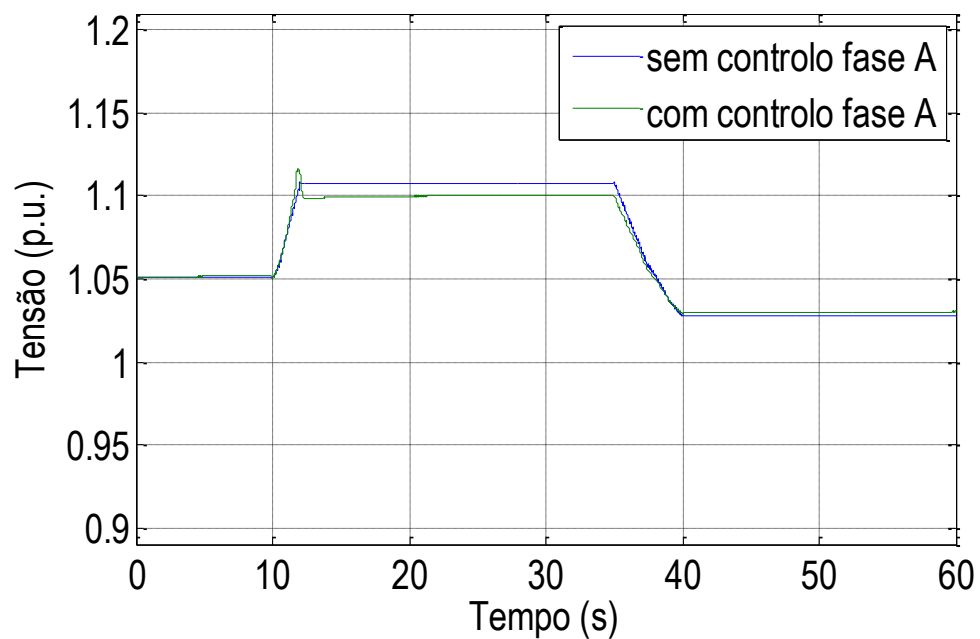


Figura 5.20- Tensão em p.u. na fase A, sem e com controlo

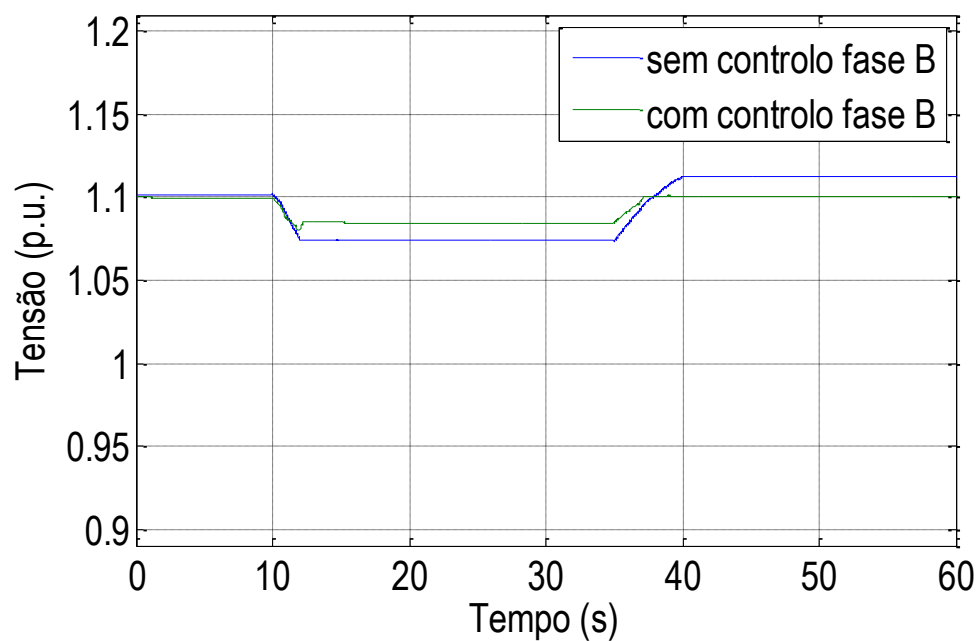


Figura 5.21- Tensão em p.u. na fase B, sem e com controlo

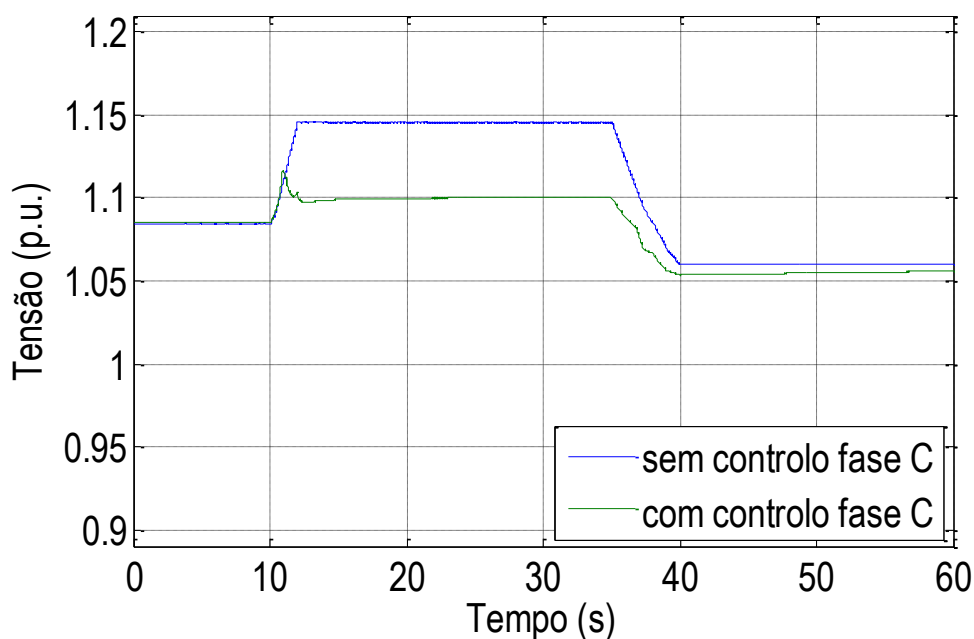


Figura 5.22- Tensão em p.u. na fase C, sem e com controlo

Como é possível observar, a tensão é controlada em todos os sistemas de microgeração. Atentando nos sistemas de microgeração do tipo eólico, à excepção de um pequeno período transitório, a tensão não ultrapassa os 1.1 p.u., valor considerado como limite para a tensão.

Na figura 5.23 observam-se as tensões nas três fases do barramento. Como é possível observar as tensões são controladas de forma dinâmica e, à excepção de um pequeno fenómeno transitório, a tensão não se eleva acima dos 1.1 p.u.

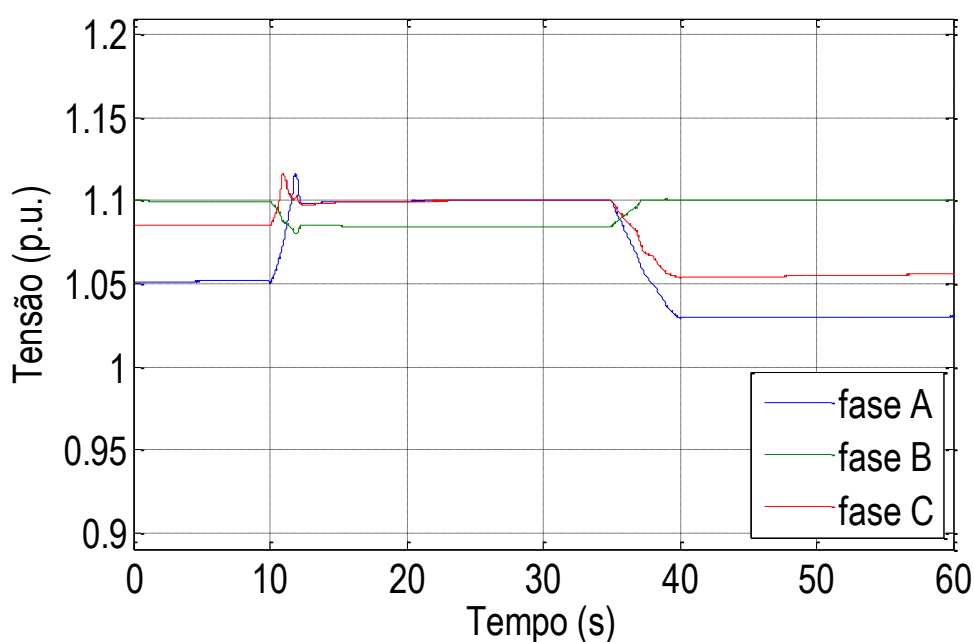


Figura 5.23- Tensões em p.u. por fase, depois da actuação do controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da PMSG

#### 5.4.2.b - Controlo por armazenamento de potência excedente em Baterias

Nesta subsecção, apresentam-se as alterações provocadas pelo controlo por armazenamento de potência excedente em baterias no sistema de microgeração do tipo eólico. É importante destacar as evoluções temporais que permitem comparar a potência óptima que o sistema injectaria caso funcionasse em MPPT, a potência limite que o sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa permite injectar e a potência que efectivamente está a ser injectada na rede pelo sistema de microgeração do tipo eólico. De seguida, são exibidas as evoluções temporais que permitem observar a potência: aquela que é desviada para o conjunto de baterias e a potência que as baterias injectam posteriormente logo que as condições de operação da rede de BT o permita. É também apresentado o gráfico que permite ver a energia disponível nas baterias. Por fim, são exibidos os gráficos da tensão em p.u. de modo a apurar se o valor desta foi controlado.

À semelhança do que foi feito na secção 5.3.2.a apresentam-se, de seguida, nas figuras 5.24 e 5.25, os valores da potência óptima, potência máxima que pode ser injectada e potência de saída efectiva do sistema de microgeração do tipo eólico combinado com o conjunto de baterias.

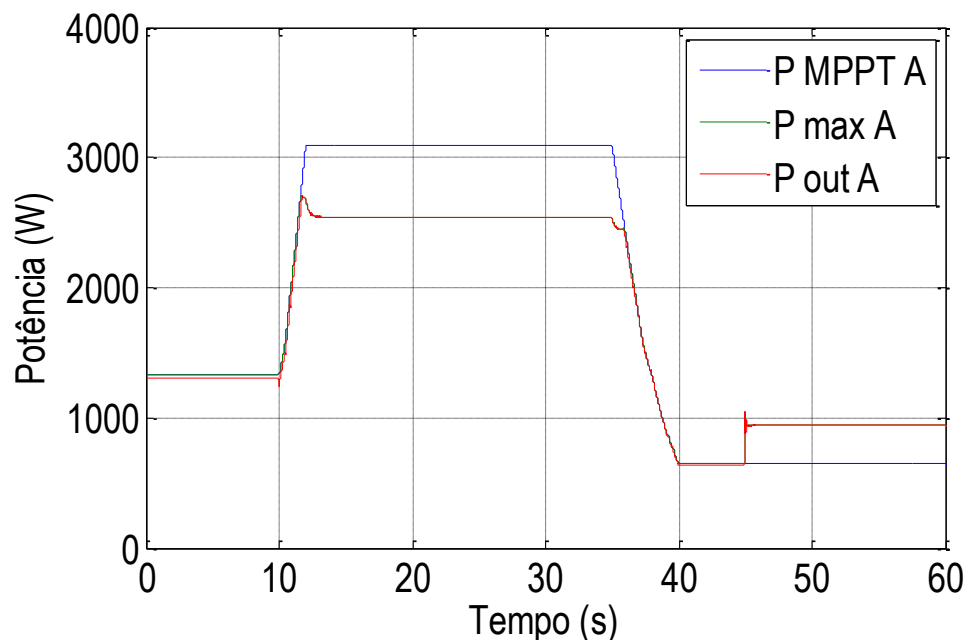


Figura 5.24- Potências fase A, controlador por inserção de baterias

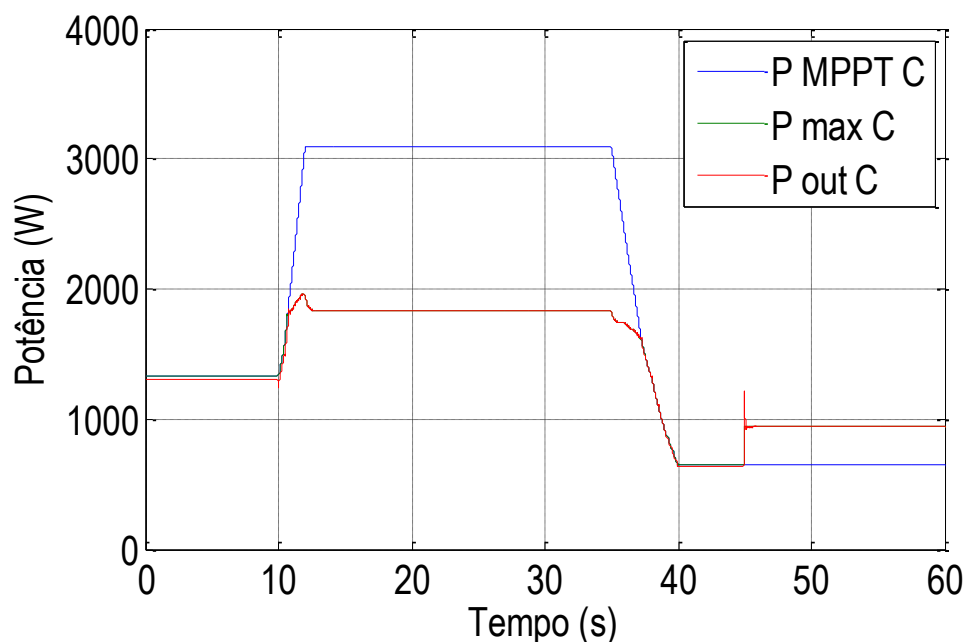


Figura 5.25- Potências fase C, controlador por inserção de baterias

Como se pode constatar, ambos os sistemas de microgeração do tipo eólico respeitam o limite imposto pelo sistema de controlo da tensão nodal em função da potência activa, conseguindo para a maioria do tempo de simulação igualar o valor imposto por este. Na parte final da simulação, entre os 45 e os 60 segundos, a potência que é possível injectar superioriza-se à potência MPPT, uma vez que ainda tem de ser considerada a potência proveniente das baterias.

Na figura 5.26 expõem-se os valores de potência activa injectada pelo sistema solar FV, ao longo da simulação.

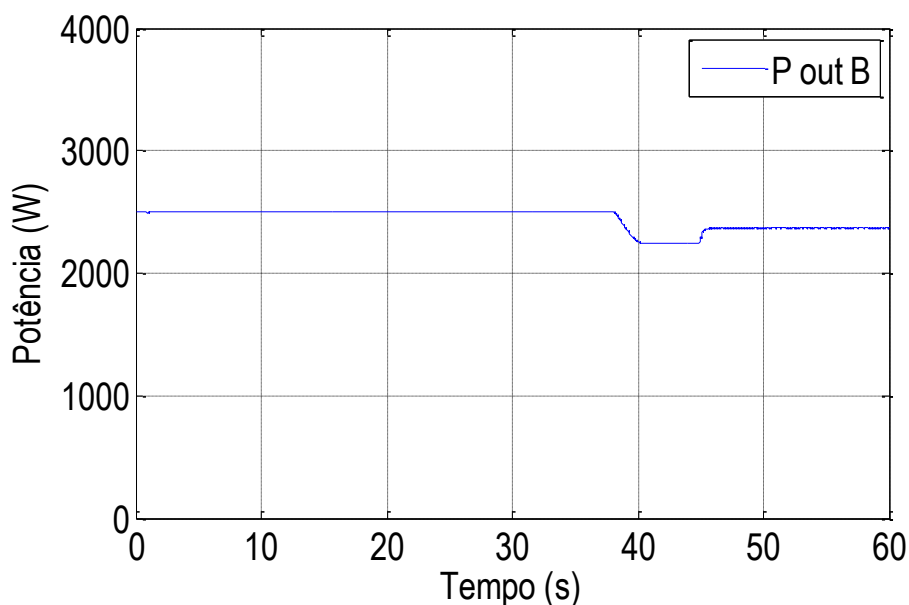


Figura 5.26- Potência fase B, controlada

Nas figuras 5.27 e 5.28, apresentam-se as potências de carga e descarga das baterias, nos sistemas de microgeração do tipo eólico na fase A e C, respectivamente. É de salientar que enquanto a potência de carga foi obtida através da expressão  $P_{baterias} = P_{out\ máquina} - P_{max\ possível\ injectar}$  e, por isso, pode ser variável, para a potência de descarga considerou-se um valor constante de 300 W.

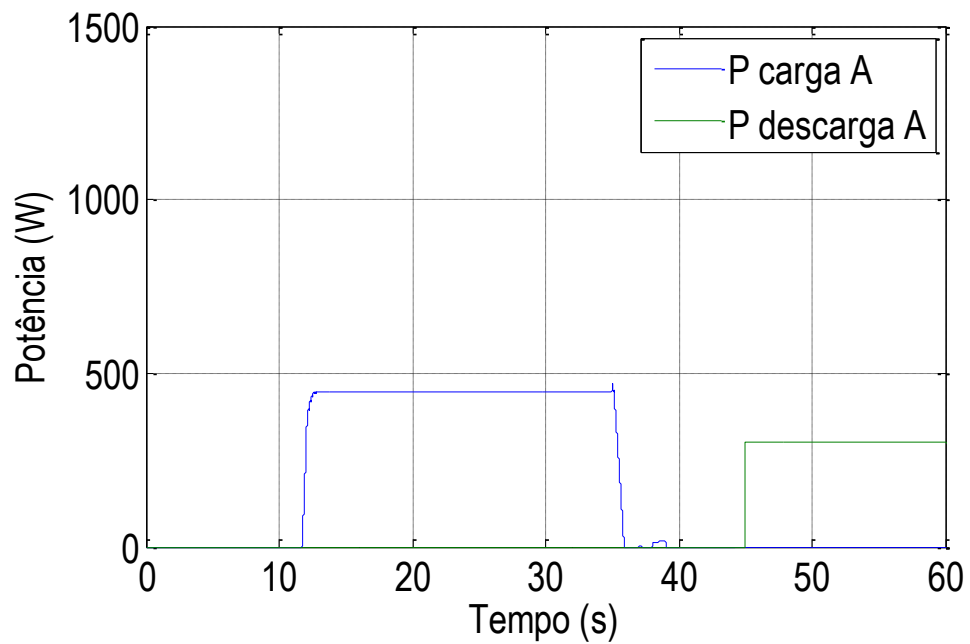


Figura 5.27- Potência de carga e descarga das baterias associadas ao micro gerador eólico A

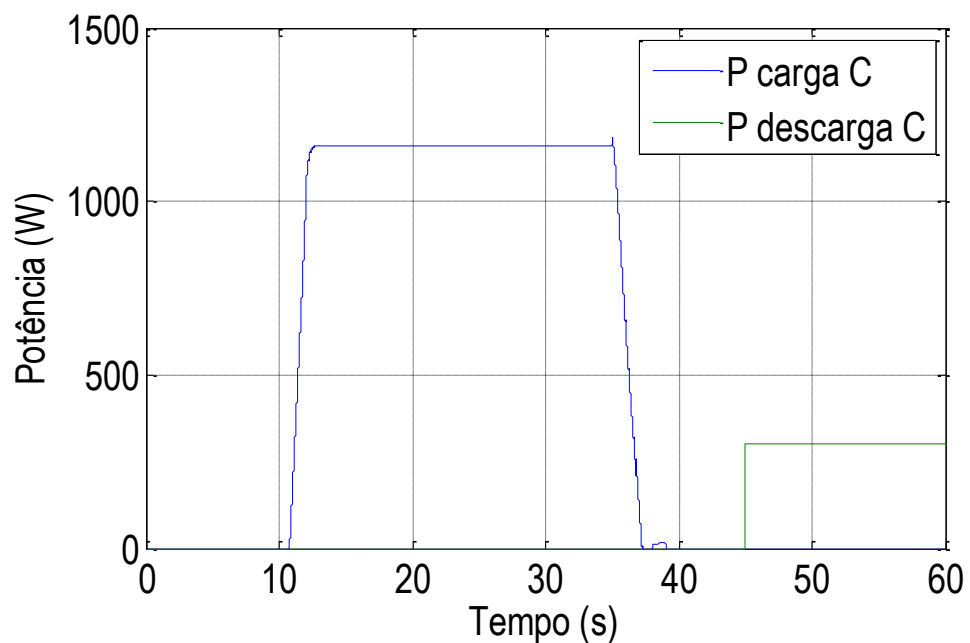


Figura 5.28- Potência de carga e descarga das baterias associadas ao micro gerador C

Como é possível observar, a fase em que se dá a carga das baterias é precisamente no mesmo intervalo de tempo em a velocidade de vento aumenta e, consequentemente, há maior produção por parte dos sistemas de microgeração do tipo eólico. Como essa potência gerada não pode ser toda entregue à rede e, tal como foi explicado em 4.2.3.a, o excesso é conduzido de forma a carregar as baterias.

Quanto à fase de descarga, estabeleceu-se que o sistema apenas começaria a injectar a potência das baterias caso estivesse mais de 5 segundos com a tensão nodal abaixo do valor estipulado de 1.1 p.u., dessa forma, a injeção só se inicia um pouco depois dos 45 segundos. Note-se que entre os 40 e os 60 segundos, descendo a velocidade de vento, decai também a potência produzida nos micro geradores eólicos, criando a hipótese de injectar potência proveniente das baterias sem que a tensão nessa fase ultrapasse o valor estipulado.

Nas figuras 5.29 e 5.30 apresentam-se as evoluções temporais que permitem observar a variação da energia armazenada no conjunto de baterias.

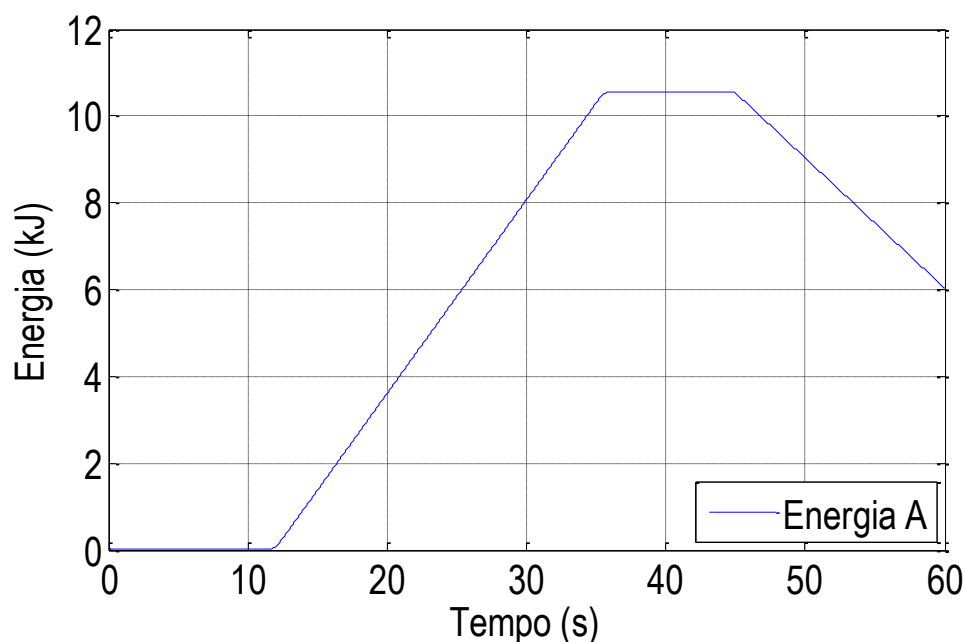


Figura 5.29- Energia nas baterias associadas ao micro gerador eólico A



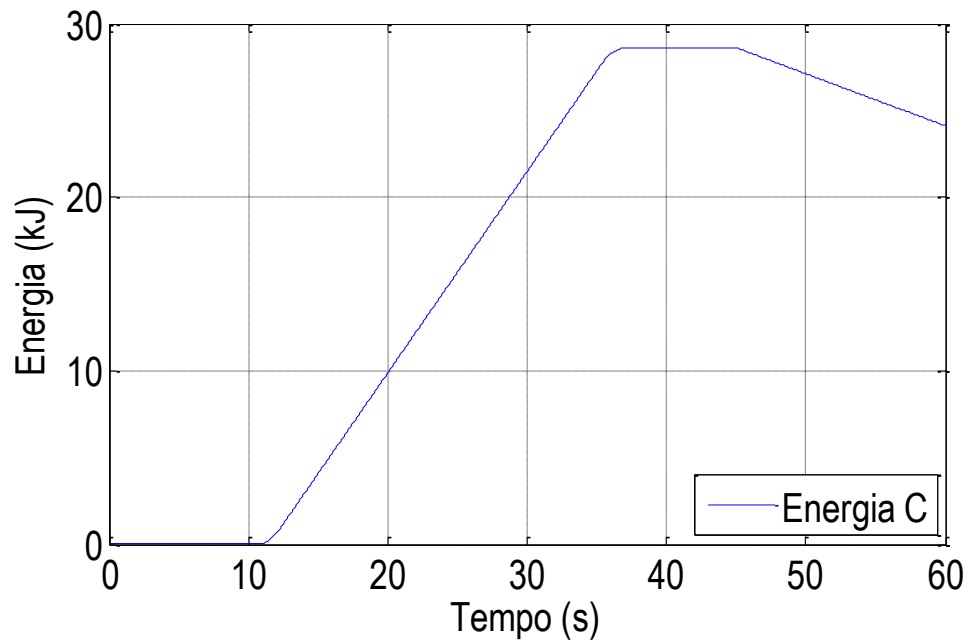


Figura 5.30- Energia nas baterias associadas ao micro gerador eólico C

Como se pode constatar, a energia armazenada no conjunto de baterias associadas a cada um dos sistemas de microgeração do tipo eólico, aumenta na fase de carga como seria expectável e decresce quando essa energia é utilizada, isto é, quando se procede à descarga das baterias.

Como o objectivo da limitação de potência activa injectada na rede é o de combater o problema da elevação excessiva da tensão, exibem-se de seguida os gráficos que permitem ver em p.u. as tensões por fase. As figuras 5.31, 5.32 e 5.33 apresentam, respectivamente, a evolução do valor em p.u. da tensão ao longo dos 60 segundos de simulação.

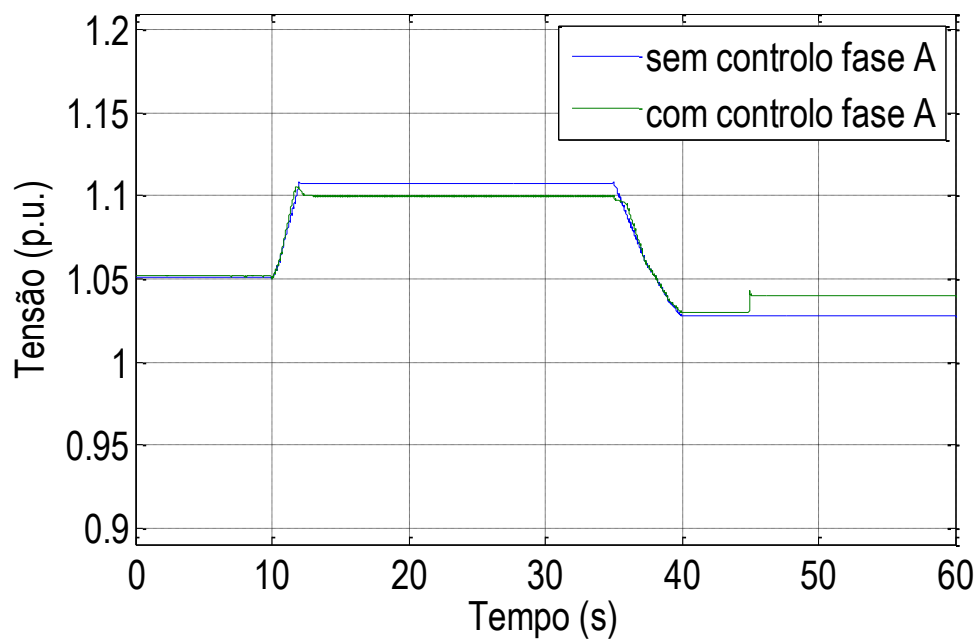


Figura 5.31- Tensão em p.u. na fase A, sem e com controlo

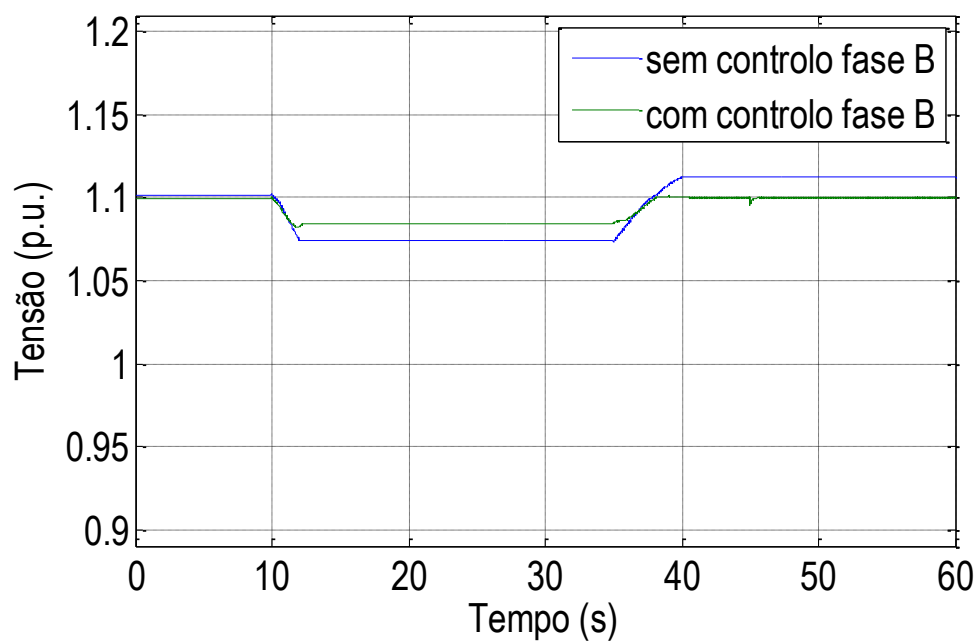


Figura 5.32- Tensão em p.u. na fase B, sem e com controlo

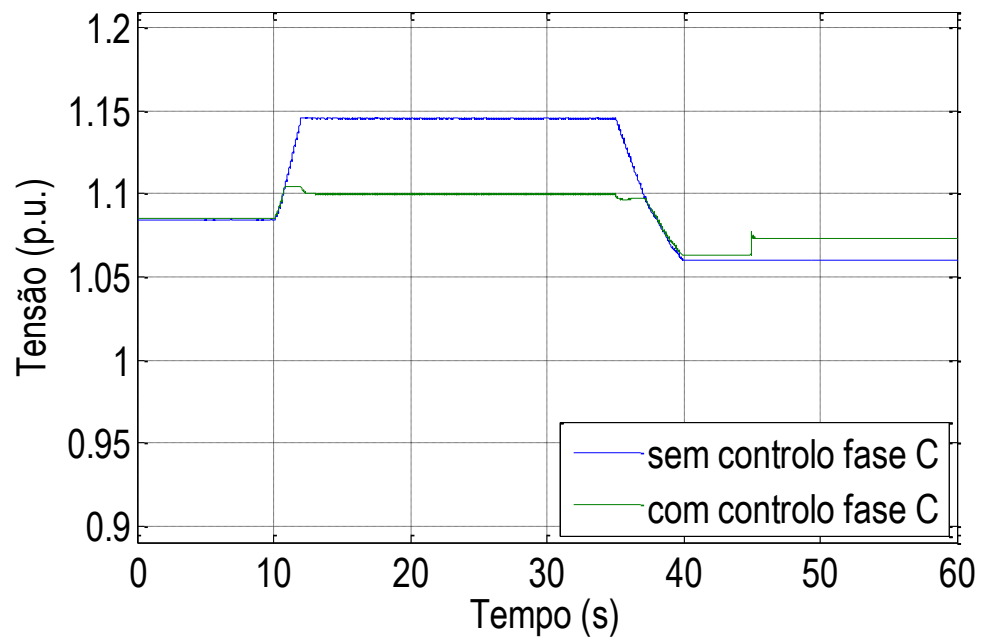


Figura 5.33- Tensão em p.u. na fase C, sem e com controlo

Como se pode observar, as funcionalidades de controlo implementadas permitem efectuar o controlo dinâmico da tensão nas três fases em que os sistemas de microgeração se encontram ligados, de modo a que não se verifiquem tensões superiores a 1,1 p.u., valor considerado como limite. Na figura 5.34 podem observar-se as tensões nas três fases do barramento. Como se pode observar, à excepção de um pequeno fenómeno transitório, a tensão não excede os 1,1 p.u.

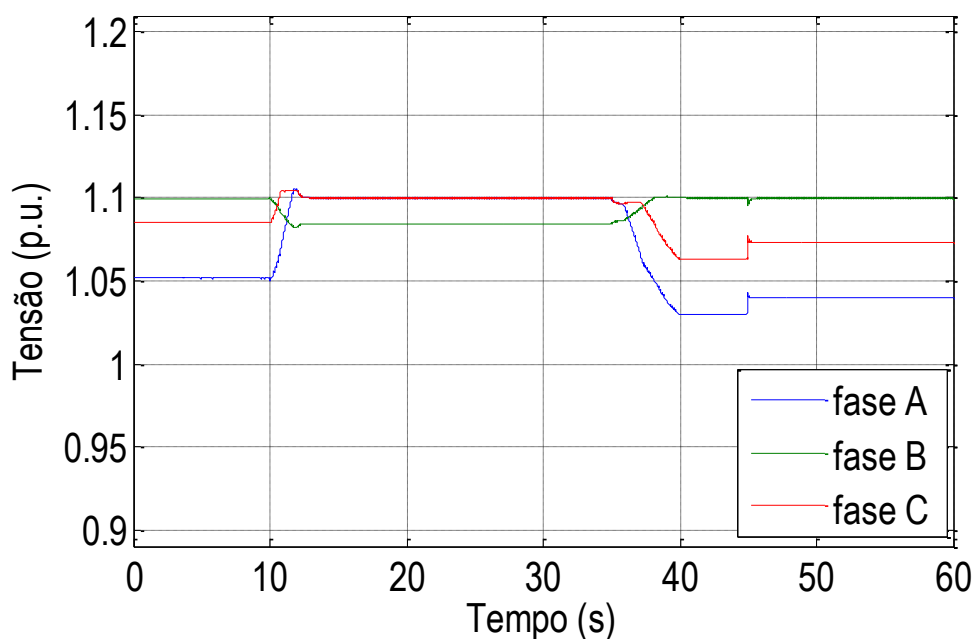


Figura 5.34- Tensões em p.u. por fase, depois do controlo por inserção de Baterias

## 5.5 - Conclusões

O objectivo do estudo que se realizou e dos resultados apresentados visou averiguar se as estratégias de controlo apresentadas no capítulo 4 funcionavam realmente. O desempenho das funcionalidades de controlo desenvolvidas foi avaliado, verificando-se que efectivamente constituem uma solução para efectuar o controlo dinâmico da tensão nas redes de BT na sequência da integração de microgeração.

Como foi visto, a integração de unidades de microgeração ao nível das redes de distribuição em BT pode ter impactos negativos. Devido à característica fortemente resistiva que as redes de distribuição em BT apresentam, isto é, devido à predominância da resistência face à reactância nas linhas, os níveis de tensão são fortemente dependentes da potência activa injectada. Desse modo, foi exibido o impacto que a injeção de potência activa proveniente das unidades de microgeração tem nos perfis de tensão.

Ao longo deste capítulo observou-se o modo como as estratégias de controlo, exploradas ao longo do capítulo 4, actuam nos valores da potência entregue à rede e no valor da tensão nodal.

Através dos resultados obtidos constata-se que as estratégias de controlo por actuação na velocidade de rotação da PMSG e por armazenamento de potência excedente em baterias conseguem efectivamente garantir que a tensão não ultrapassa o valor estipulado, neste caso 1.1 p.u.

# Capítulo 6

## Conclusão

### 6.1 - Principais Contribuições

A crescente integração de PD nas redes de distribuição de MT e BT constitui a razão fundamental para a mudança de paradigma, no que respeita ao planeamento e operação do SEE. Enquanto no paradigma “clássico” do Sistema Eléctrico existe uma estrutura hierárquica onde o trânsito de potências flui apenas num sentido - do lado da produção para o lado do consumo - no paradigma actual, passa a haver unidades de produção ligadas sobre as redes de distribuição de MT e de BT.

Para impulsionar esta alteração podem ser referidos os incentivos e metas ambiciosas estabelecidos pela União Europeia, que pretendem reduzir as emissões de gases poluentes, aumentar a eficiência energética e aumentar a produção de energia eléctrica proveniente de fontes renováveis. Ao mesmo tempo, as tecnologias de microgeração têm vindo a conhecer um forte desenvolvimento, podendo salientar-se os sistemas solares FV e os sistemas de microgeração do tipo eólico.

Embora a alteração de paradigma conhecida pelo Sistema Eléctrico seja em vários factores benéfica, por exemplo, do ponto de vista da redução da dependência energética externa, a inserção de grandes quantidades de microgeração sobre as redes pode levar a complicações de nível técnico. Problemas relacionados com esquemas de protecção, qualidade da energia fornecida, operação da rede, ou perfis de tensão, podem advir de uma forte implantação de PD nas redes de distribuição. De modo a combater estes problemas, surge a necessidade de projectar sistemas de controlo avançados para a PD e para a microgeração; surgem, assim, os conceitos de micro-redes e multi-micro-redes.

Com forte integração de microgeração sobre as redes de BT, o controlo de potência reactiva aquando do aumento dos perfis de tensão pode não ser suficiente, uma vez que nas

redes de distribuição neste nível, a relação  $X/R$  é baixa, isto é, são redes fortemente resistivas. É, então, fundamental desenvolver sistemas de controlo de tensão adequados e implementá-los nas redes de BT, de modo a permitir a instalação de mais unidades de microgeração, sem que isso perturbe o sistema. Podem referir-se duas vias para esse controlo: as estratégias de controlo coordenadas e as estratégias de controlo locais.

Embora as estratégias de controlo coordenadas tenham grandes vantagens ao nível da optimização do sistema, têm a desvantagem de necessitarem de uma caracterização detalhada das redes de MT e BT. Se para o lado de MT este problema é ultrapassável, já para o lado de BT é um problema real, uma vez que actualmente há uma caracterização deficitária das redes neste nível. Além disso, é importante referir a dificuldade de implementação imediata de um sistema de controlo coordenado devido à sua complexidade, nas redes de distribuição. O controlo local, por seu lado, apesar de não fornecer uma solução optimizada, uma vez que só usa informação local, permite controlar efectivamente os perfis de tensão e, dessa forma, possibilitar que não haja transtornos para a rede.

Apesar de se ter utilizado para o estudo em questão uma estratégia de controlo local, é importante salientar que o sistema de controlo desenvolvido é suficientemente flexível para operar sob ordem de um controlo coordenado, uma vez que a resposta dada é em função de um *set-point* sendo irrelevante quem o enviou.

Explorar os conceitos e modelos dos sistemas de microgeração do tipo eólico e das redes de BT é fundamental para se poderem desenvolver estratégias e soluções para o controlo da potência activa injectada na rede. A modelização do sistema de microgeração do tipo eólico é particularmente importante, uma vez que é sobre este sistema que as estratégias arquitectadas irão actuar.

Foram apresentadas três funcionalidades de controlo associadas à produção de potência activa por parte do sistema de microgeração do tipo eólico, sendo que duas delas visam estratégias de limitação de injeção de potência activa na rede, quando esta já se encontra com a tensão nodal no valor limite.

O controlo MPPT pretende emular o comportamento que o sistema de microgeração do tipo eólico terá quando a potência que pode injectar não condicione os perfis de tensão da rede.

O sistema de controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da máquina síncrona de ímanes permanentes possui a vantagem de conseguir um efectivo controlo da potência activa injectada, sem necessitar de componentes físicos adicionais. Neste método de controlo apenas há uma alteração do ponto de funcionamento de modo a reduzir a

potência produzida e, dessa forma, limitar a potência activa injectada. Por outro lado, tem a desvantagem de não produzir toda a potência que o recurso primário permite.

O controlo por armazenamento de potência excedente em baterias tem a seu favor o facto de manter o sistema a operar no ponto de potência máxima. Neste método de controlo, canaliza-se a diferença entre a potência produzida e a potência que é possível entregar à rede para um conjunto de baterias colocadas em paralelo com o *DC-link*. Assim, a energia armazenada durante o tempo em que a potência injectada tem de ser limitada poderá ser entregue à rede posteriormente. No entanto, tem a desvantagem de ser necessária a aquisição das baterias, o que fará com que o sistema tenha um custo adicional, associado exactamente à compra do conjunto de baterias.

Para concluir, é importante referir que através da adopção de um controlo sobre as unidades de microgeração, a potência ligada a cada posto de transformação poderá exceder o limite de 25% da potência nominal do respectivo transformador, como se verifica actualmente. Com a adopção de estratégias de controlo apropriadas é possível aumentar o nível de penetração de microgeração nas redes de BT.

## 6.2 - Desenvolvimentos futuros

O objecto do presente trabalho foi o desenvolvimento de estratégias de controlo da injeção de potência activa em sistemas de microgeração do tipo eólico, de modo a garantir um comportamento correcto dos perfis de tensão em redes de BT. Contudo, a conjuntura em que a dissertação se insere é bastante ampla, o que torna interessante o desenvolvimento de outros trabalhos, nomeadamente:

- **Concepção de um modo de controlo que englobe as duas estratégias propostas nesta dissertação:** desenvolvimento de um método de controlo mais completo, que no armazenamento de potência excedente em baterias tenha em consideração o valor máximo de energia que pode ser conservado por estas. Quando esse limite for alcançado, isto é, quando as baterias estiverem na sua carga máxima, passe para o controlo por actuação na velocidade de rotação do rotor da máquina síncrona de ímanes permanentes.
- **Criação de um controlo da potência activa injectada na rede por um sistema de microgeração solar fotovoltaico:** Estabelecendo um paralelismo com o presente trabalho, proceder ao desenvolvimento de estratégias de controlo tendo em conta os aspectos técnicos particulares dos sistemas solares FV.





## Referências

1. M. Graziani and P. Fornasiero, *Renewable Resources and Renewable Energy - A global Challenge*. 2007: CRC Press.
2. Moreira, C.C.L., *Identification and Development of MicroGrids Emergency Control Procedures*. 2008, FEUP: Porto.
3. Pereira, S.L.B., *Definição de Limites de Integração de Microgeração nas Redes de Baixa Tensão*. 2010, FEUP: Porto.
4. Quezada, V.H.M., *Distributed generation: technical aspects and regulatory issues*. 2005, Universidad Pontificia Comillas de Madrid: Madrid.
5. H.L. Willis and W.G. Scott, *Distributed power generation: planning and evaluation*. 2000: Marcel Dekker.
6. Pepermans, G., *Distributed generation: definition, benefits and issues*, in *Energy Policy*. 2005. p. 787-798.
7. Azevedo, V. "Democracia Energética - INESC Porto". 2007; Available from: <http://www2.inescporto.pt/noticias-eventos/nos-na-imprensa/democracia-energetica>.
8. IEA. *Distributed generation in liberalized electricity markets*. Available from: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf>.
9. Dondi, P., *Network integration of distributed power generation*. *Journal of Power Sources*, 2002. **106**(1-2): p. 1-9.
10. REN. *Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade: Análise intercalar 2009-2020*. 2008; Available from: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Relat%C3%B3rio%20Intercalar%20sobre%20Seguran%C3%A7a%20de%20Abastecimento%20ao%20n%C3%ADvel%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Electricidade%20-2009-2020%20-%20Sum%C3%A1rio%20Executivo.pdf>.
11. *Decreto-Lei nº 363/2007*, Assembleia da República.
12. NETL, *Fuel Cell Handbook*. 2005, Hawaii: U.S. Department of Energy.
13. CEETA. "Tecnologias de Micro-geração e Sistemas Periféricos". Available from: <http://www.ceeeta.pt/downloads/pdf/MicroGas.pdf>.
14. Pereira, F., *Dimensionamento de um sistema de venda de energia eléctrica à rede com base em energia eólica a nível residencial*. *Renováveis Magazine*, 2010. **1**.
15. J. M. Ferreira de Jesus and R.M.G. Castro, *Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos*. 2008.
16. A.G. Madureira and J.A.P. Lopes, *Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids*. *Renewable Power Generation, IET*, 2009. **3**(4): p. 439-454.
17. A. Kulmala, et al., *Active Voltage Level Management of Distribution Networks with Distributed Generation using On Load Tap Changing Transformers*. *Power Tech, IEEE Lausanne*, 2007: p. 455 - 460.
18. Hatziargyriou, N., *Microgrids - An Overview of Ongoing Research, Development and Demonstration Projects*. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2007. **5**(4): p. 78 - 94.

19. Nuno J.de A. e S. C. Gil, *Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controlo de Emergência para Multi-Micro-Redes*. 2009, FEUP: Porto.
20. J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, and A.G. Madureira, *Defining control strategies for MicroGrids islanded operation*. IEEE Transactions on Power Systems, 2006. 21(2): p. 916-924.
21. J. A. Peças Lopes and A.G. Madureira, *More MicroGrids Project Internal Report: Defintion of Control and Management Functionalities for Multi-MicroGrids*. TD1 Multi-Microgrids: Definition of System Services offered at MV network, Interaction of MGCCs and DMS, 2006.
22. A. Blanquet, et al., *From DA to SMARTGRIDS - Evolution or Revolution? A path to improve the utility efficiency*, in *20th International Conference on Electricity Distribution*. 2009, Paper 0770: Prague.
23. F. M. Gomes and A.M. Carrapatoso. *Projecto InovGrid - A evolução da rede de distribuição como resposta aos novos desafios do sector eléctrico*. Available from: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/simpase2009/documentos/IT%2043%20-%20Projecto%20InovGrid%20-%20A%20evolu%C3%A7%C3%A3o%20da%20rede%20de%20distribui%C3%A7%C3%A3o%20como%20resposta%20aos%20novos%20desafios%20do%20sector%20el%C3%A9ctrico.pdf>.
24. João Peças Lopes, António Aires Messias, and R. Gonçalves, *Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável*. 2009.
25. Almeida, R.G., *Contributions for evaluation of the Double Fed Wind Generators capability to provide ancillary services*. 2006, FEUP: Porto.
26. O. Fethi, L. Dessaint, and K. Al-Haddad, *Modeling and simulation of the electric part of a grid connected microturbine*. Proceedings 2004 IEEE Power Wngineering Society General Meeting, 2004.
27. Bose, B.K., *Power electronics and AC drives*. 2002: Prentice Hall.
28. N. Pogaku, M. Prodanovic, and T.C. Green, *Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid*. IEEE Transactions on Power Electronics, 2007. 22(2): p. 613 - 625.
29. F. Blaabjerg, et al., *Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2006. 53(4): p. 1398 - 1409.
30. Engler, A., *Control of battery inverters in modular and expandable island grids*. 2001, University of Kassel: Kassel.
31. A. Engler and B. Burger, *Fast signal conditioning in single phase systems*, in *Proceedings 9th European Conference on Power Electronics and Applications*. 2001.
32. Ong, C.-M., *Dynamic Simulation of Electric Machinery*. 1997: Indiana USA.
33. A.G. Abo-Khalil and D.-C. Lee, *MPPT Control of Wind Generation Systems Based on Estimated Wind Speed using SVR*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2008. 55(3): p. 1489 - 1490.

# Anexo A

- Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes de 3500 W / 250 rpm

Tabela 2- Potência Activa (W) em função da velocidade de vento (m/s) e da velocidade de rotação (rpm)

	Velocidade de rotação (rpm)	Velocidade de vento (m/s)											
		2,6	3,2	4	5,3	6,5	7	8	9	9,7	10,2	12	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		9,5	1,6	2,7	5,1	3,0	2,9	2,3	1,8	0,7	0,0	0,0	3,8
		19,0	5,4	9,4	13,9	11,7	12,4	10,6	9,8	6,6	1,3	4,5	15,3
		28,5	10,3	18,3	25,3	25,8	29,4	26,6	26,9	21,9	10,2	18,8	35,5
		38,1	15,4	28,1	38,1	44,6	53,8	51,3	54,9	49,8	29,7	47,0	65,6
		47,6	20,0	37,5	51,3	67,4	85,4	84,8	94,8	91,8	62,4	91,8	107,3
		57,1	23,6	45,8	64,0	93,0	123,3	126,6	146,3	148,8	109,7	154,5	162,4
		66,6	26,0	52,3	75,6	120,6	166,4	175,8	208,8	220,3	172,5	235,5	233,0
76,1	26,9	56,7	85,3	148,8	213,2	230,8	280,5	305,2	250,7	334,2	320,7		
85,6	26,4	58,8	92,7	176,6	261,8	290,0	359,5	401,6	343,3	449,0	427,2		
95,1	24,6	58,5	97,5	202,8	310,6	351,2	443,1	507,0	449,0	577,8	553,9		
104,7	21,7	56,1	99,2	226,2	357,4	412,2	528,5	618,3	565,6	717,7	701,3		
114,2	18,0	51,8	98,0	245,9	400,5	470,6	612,7	732,3	690,5	865,3	869,7		
123,7	13,7	46,0	93,6	260,9	437,8	524,1	692,4	845,5	820,6	1017,0	1058,4		
133,2	9,2	39,1	86,4	270,5	467,8	570,5	764,4	954,0	952,5	1168,7	1265,8		
142,7	4,9	31,5	76,6	274,2	489,0	607,6	825,7	1054,5	1082,3	1316,3	1489,4		
152,2	1,1	23,8	64,6	271,7	500,1	633,7	873,5	1143,3	1206,0	1455,6	1725,1		
161,7	0	16,4	51,0	263,0	500,5	647,3	905,3	1217,4	1319,3	1582,7	1968,1		
171,3	0	9,8	36,5	248,4	489,6	647,3	919,0	1274,1	1417,9	1693,7	2211,5		
180,8	0	4,3	21,9	228,7	467,9	633,3	913,3	1311,0	1497,4	1785,1	2447,1		
190,3	0	0,2	8,1	204,8	435,9	605,4	887,4	1326,7	1553,3	1853,8	2665,0		
199,8	0	0	0	178,4	395,2	564,5	841,4	1320,5	1581,2	1897,5	2853,2		
209,3	0	0	0	151,5	348,1	512,1	776,2	1292,6	1577,2	1914,4	2997,9		
218,8	0	0	0	126,6	297,5	450,7	694,0	1244,1	1537,1	1903,6	3082,9		
228,3	0	0	0	106,8	247,5	384,0	597,7	1177,5	1457,4	1865,0	3089,9		
237,9	0	0	0	95,7	203,0	316,4	492,0	1096,6	1334,7	1799,8	2998,0		
247,4	0	0	0	97,8	169,9	253,6	382,4	1006,4	1166,2	1710,2	2783,7		

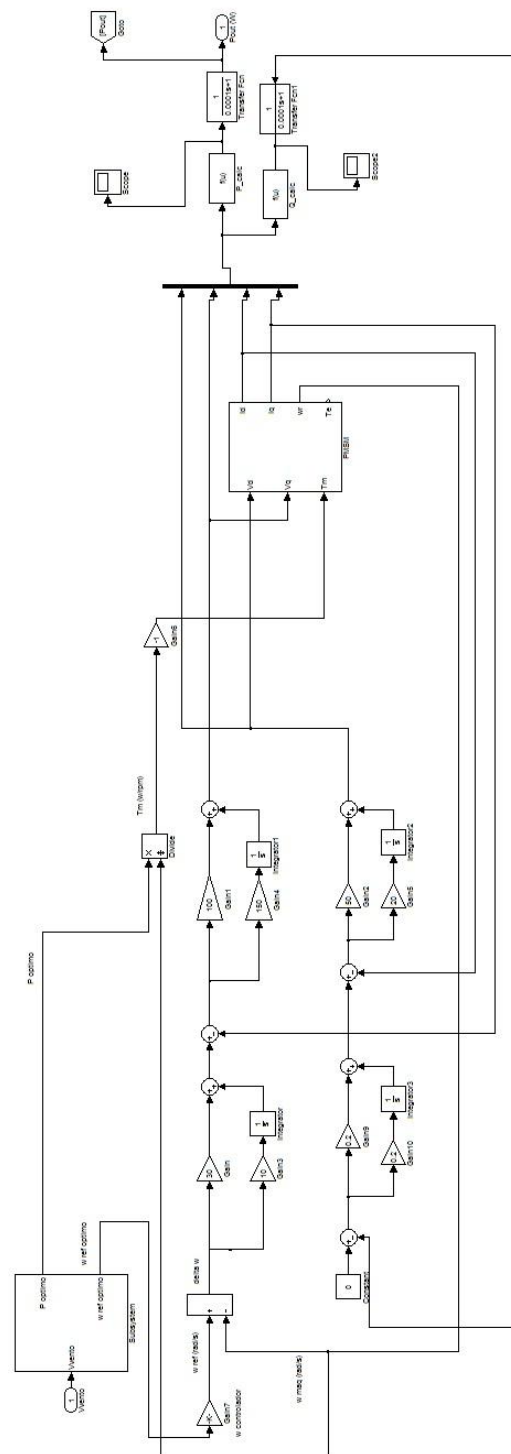


Figura A.1- Interior do bloco *PMSM + machine side converter* em ambiente *MATLAB/Simulink* (rodada de 90°, sentido contrário ao dos ponteiros de relógio)

Tabela 3- Parâmetros característicos da Máquina Síncrona de Ímãs Permanentes

Parâmetros	Valor
$L_d$ (H)	0,003
$L_q$ (H)	0,003
$R_s$ ( $\Omega$ )	0,8
$\Phi_m$ (Wb)	0,95
$J$ ( $\text{kg.m}^2$ )	0,95
$F$ ( $\text{N.m.s.rad}^{-1}$ )	0,0001
nº de pólos	20

- Rede de distribuição de Baixa Tensão

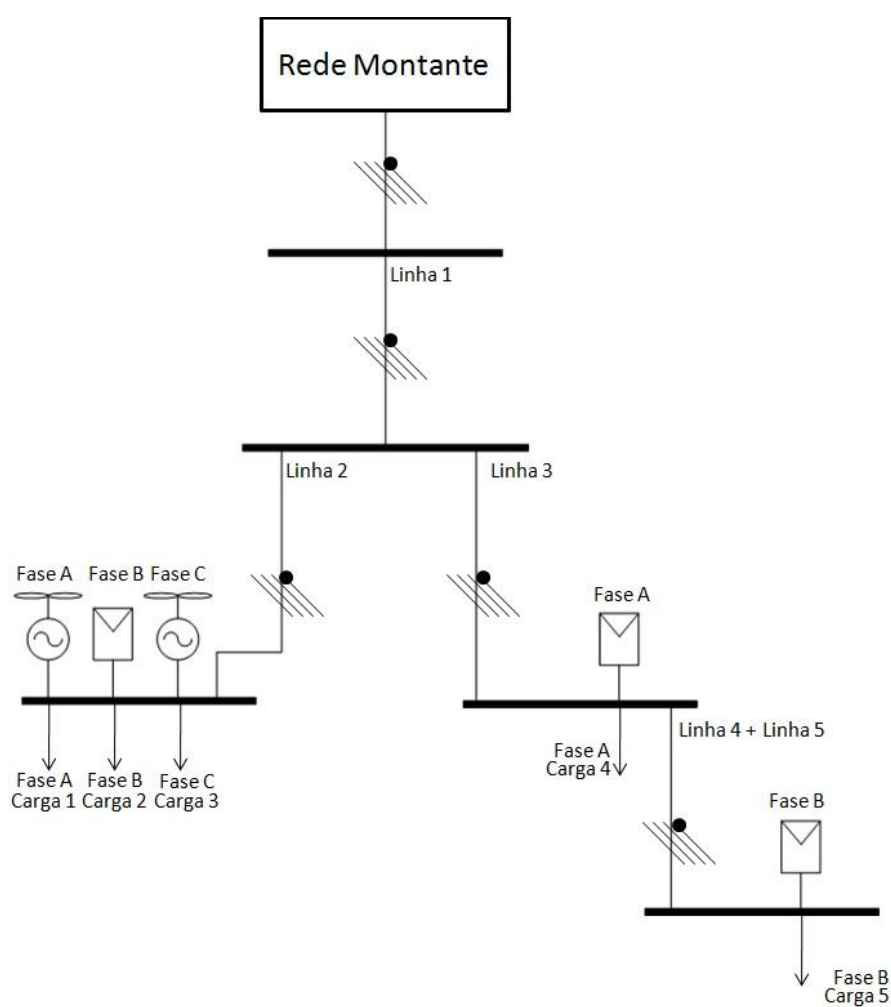


Figura A.2- Representação unifilar da rede de distribuição em BT utilizada para o estudo

Tabela 4- Parâmetros característicos das linhas (tipologia RL paralelo)

Linha	$R_{fase} (\Omega)$	$X_{fase} (\Omega)$	$R_{neutro} (\Omega)$	$X_{neutro} (\Omega)$
1	0,11578	0,002703	0,11578	0,002703
2	1,5529	0,217648	1,5529	0,217648
3	0,4329	0,019301	0,4329	0,019301
4	1,028379	0,160235	1,028379	0,160235
5	0,355281	0,038232	0,355281	0,038232

Tabela 5- Valores das cargas (tipologia RL série)

Carga	P (W)	Q (var)
1	1165,714	466,286
2	1165,714	466,286
3	388,571	155,429
4	1480	444
5	1480	444